



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA O JARDIM BOTÂNICO DE BRASÍLIA COM FOCO NA CONSCIENTIZAÇÃO AMBIENTAL UTILIZANDO FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Autor: Igor Henrique Girão Ielen

Orientador: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília, novembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE
PARA O JARDIM BOTÂNICO DE BRASÍLIA COM FOCO
NA CONSCIENTIZAÇÃO AMBIENTAL UTILIZANDO
FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA**

Igor Henrique Girão Ielen

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADA POR:

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani, UnB/ ENE
(Orientador)

Prof. Edvaldo Lima Paniago
(Professor convidado)

Prof. Fernando Cardoso Melo
(Professor convidado)

FICHA CATALOGRÁFICA

HENRIQUE GIRÃO IELEN, IGOR

Análise de viabilidade técnico-econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede para o jardim Botânico de Brasília com foco na conscientização ambiental utilizando fontes renováveis de energia 2019.

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia

Departamento de Engenharia Elétrica. Orientação: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani.

1. Energia Solar Fotovoltaica
3. Jardim Botânico de Brasília

2. Educação Ambiental
4. Análise técnico-econômica

I. ENE/FT/UnB

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

IELEN, I. H. G. (2019). Análise de viabilidade técnico-econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede para o jardim Botânico de Brasília com foco na conscientização ambiental utilizando fontes renováveis de energia. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2019, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF, 131p.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha mãe, que sempre fez todo o esforço possível para que eu tivesse uma educação de qualidade, não importando os desafios financeiros que isso significassem. À minha vó, Maria, que sempre foi como uma segunda mãe para mim, e me incentivou a ser uma pessoa cada vez melhor.

Ao meu irmão Raphael, que sempre que possível mostra a pureza de seu coração em prol das pessoas que o cercam. Aos meus irmãos Felipe e Juliana, mesmo que ainda pequenos, trouxeram bastante alegria aos meus dias.

Às minhas amigas Fabiana, Fernanda e Rebeca, por sempre estarem ao meu lado e mostrando que a felicidade não possui caminho e tempo pré-definidos. Ao meu amigo André Telles por sempre me incentivar a ser melhor e estar mais preparado para a vida profissional.

Aos meus amigos do grupo Tea Bag's group por tornarem minha rotina menos estressante e mais divertida, nossas quintas feiras estarão para sempre guardadas em minhas memórias.

Aos meus companheiros da Primária Energia, Caio, Leonardo, João Vitor e Matheus, pela confiança em meu trabalho e por me ensinarem tanto sobre engenharia ao longo dos últimos meses.

Ao professor Rafael Shayani, pela orientação e paciência durante todo o processo de conclusão de curso. Seu apoio foi uma motivação extra para o meu projeto e me sinto honrado por tê-lo como orientador.

À equipe do Jardim Botânico de Brasília, que me recebeu de braços abertos ao apresentar uma ideia ainda embrionária do projeto e me dando total liberdade para a utilização dos espaços do JBB a fim de uma pesquisa mais condizente.

Por fim agradeço a todos com que trabalhei na ENETEC Consultoria Júnior pela oportunidade de aprender mais sobre o ambiente empresarial e como pensar mais estrategicamente e agradeço também aos meus companheiros de Centro Acadêmico por terem abraçado um projeto desafiador de gestão.

*Muito prazer, ao seu dispor
se for por amor às causas perdidas*

Humberto Gessinger

RESUMO

Neste trabalho, é realizado o estudo de viabilidade técnica e econômica de um projeto de sistema fotovoltaico que, apesar de estar conectado à rede, não possui disposição física semelhante aos projetos mais convencionais de energia solar fotovoltaica, geralmente em telhados ou em estruturas instaladas diretamente no solo. Para tornar o conhecimento em fontes renováveis de energia mais interessante e mais palpável, optou-se por projetar um sistema fotovoltaico cujo formato lembrasse uma orquídea tradicional da flora de Brasília.

A fim de entender quais as melhores configurações de módulos e inversores, foram realizadas simulações por meio de softwares especializados em sistemas fotovoltaicos, sendo esse o grande desafio da análise de viabilidade técnica. Para este projeto, foram utilizados microinversores, dada a baixa potência dos módulos e a necessidade de se ter um sistema menos robusto e que a interferência das piores orientações não comprometesse as orientações mais favoráveis.

Para a análise de viabilidade econômica se baseou em indicadores de retorno de projetos e teve como grande desafio contornar a baixa potência dos módulos e suas orientações (inclinação e azimuth) mais diversas. O principal público alvo deste projeto são as crianças que realizam visitas ao jardim botânico, sejam elas guiadas pelos pais ou orientadas pelas suas respectivas escolas. Fazer uma criança entender que é possível gerar energia de forma limpa e renovável, tornando-a mais susceptível a acreditar num mundo sustentável é o grande objetivo deste sistema. Dito isso, os indicadores de viabilidade econômica não são favoráveis quando comparados a um sistema padrão instalado em um telhado, mas seu ganho socioambiental pode nivelar a atratividade deste sistema.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar Fotovoltaica, Educação Ambiental, Jardim Botânico de Brasília, Viabilidade Técnica, Viabilidade Econômica, Microinversores.

ABSTRACT

In this paper an analysis of the technical and economic viability of a photovoltaic system project, which, although its grid connected, doesn't have a physical disposition such as the more standard photovoltaic systems, usually integrated to rooftops or in structures attached directly to the ground. In order to make the knowledge of renewable energy sources more interesting and palpable, it was decided to design a photovoltaic system whose shape would refer to a tradition orchid of Brasília's flora.

In order to understand the best configurations of modules and inverters, simulations were performed using specialized photovoltaic software, which is the great challenge of the technical viability analysis. For this project, microinverters were used, given the low power of the photovoltaic modules, the need to have a less robust system and the interference of the worst orientations don't compromise the most favorable ones.

The economic viability analysis was based on project return indicators and it was a great challenge to surpass the low power of the photovoltaic modules and their diverse orientations (inclination and azimuth).

The main target audience for this project are the children visiting the Brasilia's Botanical Garden, whether they are guided by their parents or by their respective schools. Making a child understand that it's possible to generate energy in a clean and renewable way, making them more likely to believe in a sustainable world is the ultimate goal of this project. That said, the economic viability indicators are not favorable when compared to a standard roof mounted system, but its social and environmental gain may even the odds.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy, Environmental Education, Brasília's Botanical Garden, Technical Viability, Economic Viability, Microinverters

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Imagem de satélite do Jardim Botânico de Brasília	2
Figura 1.2 - Foto aérea de uma das áreas do Jardim Botânico de Brasília.....	3
Figura 2.1 - 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU	8
Figura 2.2 - Produção mundial bruta de eletricidade por ano (TWh).....	9
Figura 2.3 - Matriz Elétrica Mundial.....	10
Figura 2.4 - Crescimento médio anual das fontes renováveis de energia.....	10
Figura 2.5 - Matriz Elétrica Brasileira	11
Figura 2.6 - Potência instalada de SFV no Brasil (acumulada)	12
Figura 2.7 - Número de UCs com GD por ano (acumulado)	13
Figura 2.8 - Sistema de Compensação de Energia <i>net-metering</i>	14
Figura 2.9 - Ângulos da Geometria Solar	16
Figura 2.10 - Trajetória dos raios solares na atmosfera e massa de ar (AM).....	18
Figura 2.11 - Componentes da Radiação Solar	19
Figura 2.12 - Irradiação Global Horizontal.....	20
Figura 2.13 - Irradiação Global Horizontal do Brasil.....	20
Figura 2.14 - Curva I - V de um módulo fotovoltaico.	21
Figura 2.15 - Curva P - V de um módulo fotovoltaico.....	22
Figura 2.16 - Curva I - V para dois módulos em série	23
Figura 2.17 – Curva I – V para dois módulos em paralelo	23
Figura 2.18 - Curva I - V de um módulo com sombreamento.....	24
Figura 2.19 - Funcionamento de um MPPT de um inversor.....	26
Figura 2.20 - Curva P - V com sombreamento parcial	27
Figura 2.21 – Smart Flower	28
Figura 2.22 - Árvore Solar da Faculdade de Tecnologia	29
Figura 2.23 - Árvore Solar da UECE	30
Figura 3.1 - Fluxograma da Definição do Arranjo e Local do Sistema	33
Figura 3.2 - Fluxograma para a análise de viabilidade técnica.....	35
Figura 3.3 – Piranômetro.....	36
Figura 3.4 - Fluxograma de análise de viabilidade econômica.....	42
Figura 3.5 - Composição do custo de um Sistema Fotovoltaico.....	43
Figura 4.1 – Orquídea <i>Cattleya Walkeriana</i>	52
Figura 4.2 - Configuração Final dos Módulos.....	54

Figura 4.3 - Altura do conjunto	55
Figura 4.4 - Largura do conjunto	55
Figura 4.5 - Profundidade do conjunto	56
Figura 4.6 – Numeração dos módulos fotovoltaicos.....	57
Figura 4.7 - Aba de Seleção dos Dados Climáticos	59
Figura 4.8 - Irradiação média diária.....	60
Figura 4.9 – Aba Modelagem 3D do PVSol®.....	60
Figura 4.10 - Definição das áreas de montagem.....	61
Figura 4.11 - Cobertura com módulos.....	61
Figura 4.12 - Posicionamento de módulos do sistema fotovoltaico.....	62
Figura 4.13 - Geração do SFV por mês	67
Figura 4.14 – Geração do SFV por inversor.....	67
Figura 4.15 – Orientação para módulo fixo	68
Figura 4.16 – Configuração do sistema para módulo fixo	69
Figura 4.17 – Orientação do módulo para Rastreador Solar	70
Figura 4.18 - Análise do ganho pelo rastreamento por mês.....	83
Figura 4.19 – Comparação entre casos 1 e 2	84
Figura 4.20 – Criação do telhado do sistema otimizado.....	84
Figura 4.21 – Posicionamento dos módulos do sistema otimizado	85
Figura 4.22 – Configuração do inversor para o sistema otimizado.....	85
Figura 4.23 – Energia gerada pelo sistema otimizado	86
Figura 4.24 - Fluxo de Caixa para o Caso 1	94
Figura 4.25 - Fluxo de Caixa para o Caso 2.....	96
Figura 0.1 - Escolha da Localização no Meteonorm	111
Figura 0.2 - Aba de modificações da base de dados do Meteonorm	112
Figura 0.3 – Escolha do período da base dados Meteonorm.....	112
Figura 0.4 - Definição do Formato de Saída	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Categorias de Geração Fotovoltaica	14
Tabela 2.2 - Principais parâmetros de um inversor	25
Tabela 2.3 - Classificação de Inversores	25
Tabela 4.1 - Dados elétricos do módulo YL060P	53
Tabela 4.2 - Dados elétricos do módulo YL170P	53
Tabela 4.3 - Dimensões da Orquídea Solar	56
Tabela 4.4 – Resumo das orientações dos módulos.....	58
Tabela 4.5 – Determinação da inclinação pela latitude	63
Tabela 4.6 – Definição das <i>strings</i> pela faixa de inclinação	63
Tabela 4.7 – Dados elétricos dos microinversores.....	64
Tabela 4.8 – Fator de dimensionamento dos inversores.....	65
Tabela 4.9 – Frequência de sombreamento dos módulos	65
Tabela 4.10 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo A1.....	70
Tabela 4.11 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo A2.....	71
Tabela 4.12 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo B1.....	71
Tabela 4.13 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo B2.....	72
Tabela 4.14 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo C1	72
Tabela 4.15 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo C2	73
Tabela 4.16 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D1	73
Tabela 4.17 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D2	74
Tabela 4.18 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D3	74
Tabela 4.19 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D4	75
Tabela 4.20 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D5	75
Tabela 4.21 - Análise da utilização de rastreamento para o módulo D6	76
Tabela 4.22 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D7	76
Tabela 4.23 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E1.....	77
Tabela 4.24 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E2.....	77
Tabela 4.25 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E3.....	78
Tabela 4.26 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E4.....	78
Tabela 4.27 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E5.....	79
Tabela 4.28 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E6.....	79
Tabela 4.29 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E7.....	80

Tabela 4.30 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F1	80
Tabela 4.31 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F2	81
Tabela 4.32 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F3.....	81
Tabela 4.33 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F4.....	82
Tabela 4.34 – Ganho por rastreamento de um eixo	82
Tabela 4.35 - Comparação entre os casos 1 e 2.....	83
Tabela 4.36 – Comparação entre os sistemas fotovoltaicos	86
Tabela 4.37 – Corrente de projeto para o circuito em corrente contínua	87
Tabela 4.38 – Calculo da corrente de projeto corrigida.....	87
Tabela 4.39 – Seção dos condutores em corrente contínua pela queda de tensão..	88
Tabela 4.40 – Definição dos condutores em corrente contínua	88
Tabela 4.41 – Corrente de projeto corrigida para os circuitos em CA.....	89
Tabela 4.42 – Seção dos condutores em corrente alternada pela queda de tensão.	89
Tabela 4.43 – Definição dos condutores em corrente alternada	89
Tabela 4.44 – Definição dos disjuntores	89
Tabela 4.45 - Custos de investimento inicial do projeto	90
Tabela 4.46 – Receitas para os casos 1 e 2	92
Tabela 4.47 – Parâmetros para a formação dos fluxos de caixa.....	93
Tabela 4.48 - Determinação do balanço de cada ano.....	94
Tabela 4.49 – Fluxo de Caixa para o Caso 1	95
Tabela 4.50 - Balanço anual para o Caso 2	96
Tabela 4.51 – Fluxo de Caixa para o Caso 2	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAD	<i>Computer Aided Design</i>
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CO ₂	Dióxido de Carbono
COP	Conferência dos Membros
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FT	Faculdade de Tecnologia
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GDF	Governo do Distrito Federal
I	Corrente
IEA	International Energy Agency
IPCC	Painel Internacional Sobre Mudanças Climáticas
JBB	Jardim Botânico de Brasília
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
LCOE	Custo Nivelado de Energia
LID	Degradação do Módulo por Luz (Light Induced Degradation)
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWp	Megawatt-pico
NBR	Norma Brasileira
O&M	Operação e Manutenção
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OMM	Organização Mundial Meteorológica
ONU	Organização das Nações Unidas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da Aneel
REN	Resolução Normativa

SEMA	Secretaria de Meio Ambiente
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	Standard Test Conditions
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA	Taxa mínima de atratividade
UC	Unidade Consumidora
UnB	Universidade de Brasília
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças no Clima
V	Volt
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-Pico

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo do trabalho.....	4
1.1.1 Objetivo geral	4
1.1.2 Objetivos específicos.....	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1 Desenvolvimento Sustentável e sua história	6
2.2 Contexto energético mundial	9
2.3 Contexto Energético Brasileiro.....	11
2.4 Geração Distribuída	12
2.4.1 Incentivos à geração distribuída no Brasil	13
2.5 Geração de Energia Solar Fotovoltaica	15
2.5.1 Ângulos da Geometria Solar	15
2.5.2 Irradiância, Irradiação e Recurso Solar	17
2.5.3 Módulos fotovoltaicos e arranjos	21
2.5.4 Inversores.....	24
2.5.5 Rastreadores Solares.....	27
2.6 Projetos de Sistemas Fotovoltaicos em formato de planta	28
3. MATERIAIS E MÉTODOS	31
3.1 Métodos Utilizados.....	32
3.1.1 Metodologia da definição do arranjo e do local	32
3.1.2 Análise de Viabilidade Técnica do Projeto	34
3.1.3 Análise de Viabilidade Econômica do Projeto	41
3.2 Materiais Utilizados.....	49
3.2.1 SketchUp®	49
3.2.2 PVSol®.....	49
3.2.3 Meteonorm®	50
3.2.4 AutoCAD®.....	50
3.2.5 Microsoft Excel®	50
3.2.6 PVsyst®	50
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	51
4.1 Resultados da Definição do Arranjo e do Local do Projeto	51
4.1.1 Definição do formato do sistema	51

4.1.2	Escolha dos Módulos Fotovoltaicos	52
4.1.3	Modelagem 3D do sistema.....	53
4.1.4	Escolha do Local	58
4.2	Resultados da análise técnica do sistema fotovoltaico	59
4.2.1	Avaliação do Recurso Solar	59
4.2.2	Posicionamento dos módulos na modelagem 3D	60
4.2.3	Definição da configuração das <i>strings</i>	62
4.2.4	Definição dos inversores	64
4.2.5	Análise de sombreamento.....	65
4.2.6	Simulação da Geração do Sistema	66
4.2.7	Análise da utilização de rastreadores solares	68
4.2.8	Comparação entre Orquídea Solar e SFV otimizado	84
4.2.9	Projeto elétrico	87
4.3	Resultados da análise econômica	90
4.3.1	Levantamento do Investimento Inicial	90
4.3.2	Custos de Operação e Manutenção.....	91
4.3.3	Análise do Impacto financeiro do Sistema Fotovoltaico	91
4.3.4	Formação do Fluxo de Caixa	92
4.3.5	Análise de Viabilidade Econômica do Projeto	97
5.	CONCLUSÃO	99
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
	ANEXOS.....	104
	APÊNDICES.....	110

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo agregar em um tema importante dentro da engenharia elétrica: a difusão dos conhecimentos em fontes renováveis de energia.

Apesar das energias renováveis estarem crescendo de forma bastante rápida ao longo dos últimos anos, sua participação ainda é bastante baixa nas matrizes elétricas do Brasil e do mundo. Além disso, ela está bastante restrita às classes mais altas da sociedade, devido ao seu alto investimento inicial. Nas escolas, as crianças ainda possuem pouco contato direto com as fontes renováveis de energia, tornando o conhecimento muito limitado e dependendo de fontes externas de informação.

Este trabalho tem como maior objetivo a concepção de um sistema fotovoltaico em algum local de Brasília onde possa ser visitado por uma grande quantidade de pessoas, de preferência crianças, a fim de instigá-las a conhecer um pouco mais sobre a energia solar fotovoltaica. Ao conhecer um Sistema Fotovoltaico (SFV) na prática, a criança pode acabar difundindo as ideias para a sua família, além de crescer com uma consciência ambiental mais estabelecida e palpável, sendo mais propensa a adquirir essa tecnologia no futuro.

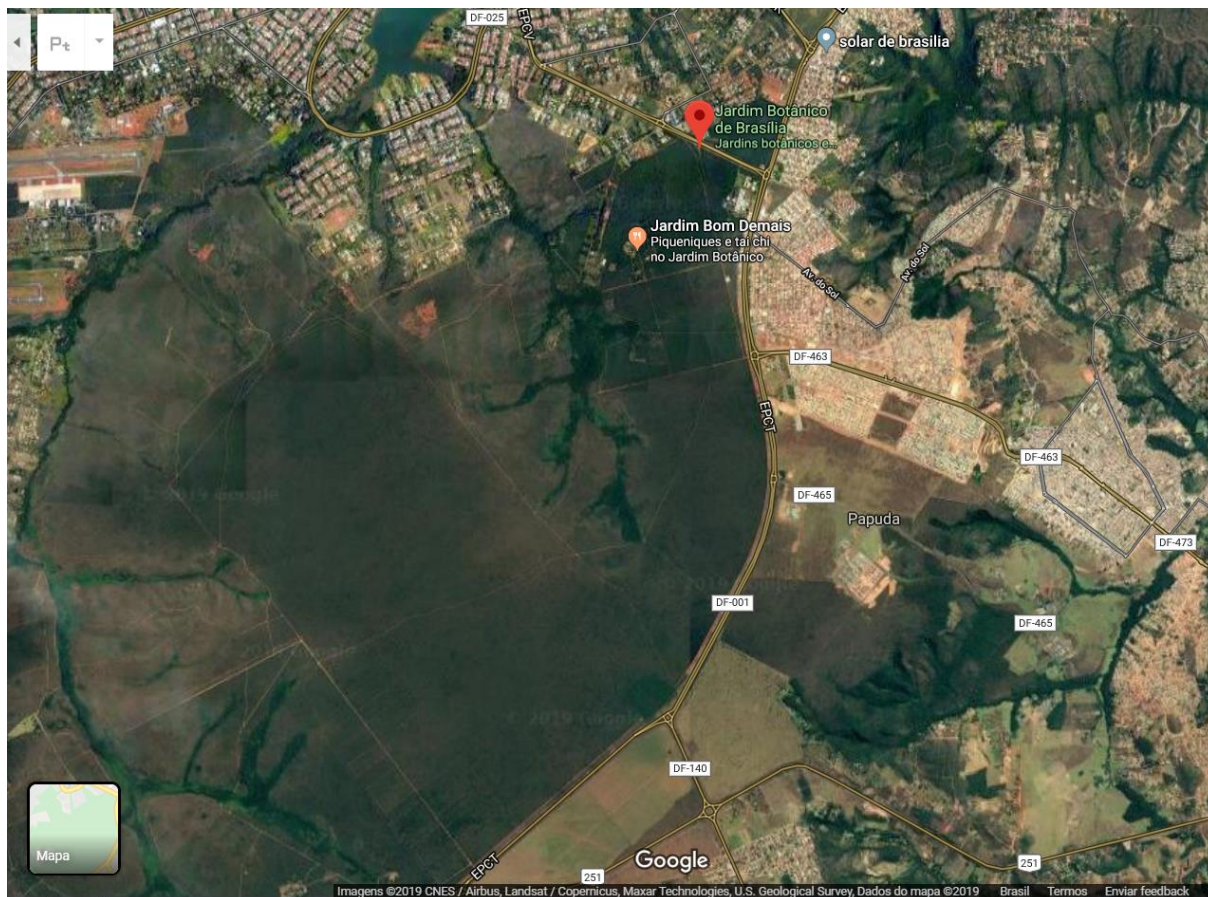
O meio ambiente tem sofrido ao longo das últimas décadas pela emissão de gases estufa, boa parte delas é relacionada à geração de energia. Ainda se queima muito carvão no mundo para que as pessoas possuam eletricidade em casa. Dentro das fontes renováveis de energia ainda existem impactos ambientais, como por exemplo a inundação de áreas para a construção de barragens das hidrelétricas, além de resultar em migrações de várias espécies animais.

É importante que esse projeto possua um apelo estético de forma a chamar a atenção dos visitantes em relação à preservação da flora, visando a valorização das espécies brasileiras, além disso, o desenho em formato de uma flor trará uma economia de espaço quando comparada a outros sistemas de solo. Na questão técnica deste trabalho, serão discutidas soluções para que o sistema consiga unir o fator estético a uma máxima geração de energia.

Para que este projeto atinja seu público alvo, é necessário que seja escolhido um local adequado. Fundado em março de 1985 com uma área de 4.429 hectares, o Jardim Botânico de Brasília (JBB) é uma área protegida, vinculada à Secretaria do Meio Ambiente do Distrito Federal (SEMA/DF), cujas atividades são: a constituição e

a manutenção de coleções de plantas, desenvolvimento de pesquisa, educação ambiental e lazer orientados para a conservação da biodiversidade. A Figura 1.1 apresenta uma imagem de satélite do JBB.

Figura 1.1 - Imagem de satélite do Jardim Botânico de Brasília



Fonte: Google Maps. Disponível em:

<https://www.google.com/maps/place/Jardim+Bot%C3%A2nico+de+Bras%C3%ADlia/@-15.8754673,-47.8606646,6822m/> - Acesso em: 30 de dezembro de 2019

O JBB é composto predominantemente por vegetação do cerrado, que pode ser apreciado nas trilhas interpretativas abertas à visitação pública. A área acessível à visitação é composta pelo Centro de Visitantes, Centro de Excelência do Cerrado, Área de piquenique, Orquidário, Cactário, Biblioteca, Permacultura, Anfiteatro e Jardins Temáticos. A Figura 1.2 apresenta uma foto aérea de uma das áreas comuns do JBB

Figura 1.2 - Foto aérea de uma das áreas do Jardim Botânico de Brasília



Fonte: Disponível em: <http://www.jardimbotanico.df.gov.br/> - Acesso em 14 de novembro de 2019

Uma das atividades oferecidas pela equipe de educação ambiental do Jardim Botânico de Brasília é a visita pedagógica. Essas visitas atendem cerca de vinte mil crianças por ano e possuem duração de no mínimo uma hora, com uma variedade de roteiros. O público alvo dessas visitas pedagógicas são crianças por volta dos doze anos de idade, quando já possuem a capacidade de participarem de forma ativa das atividades.

Na questão econômica, serão analisadas as possibilidades que podem tornar esse projeto mais atrativo financeiramente, visto que um projeto de geração distribuída ainda possui valor alto e o sistema não está orientado para a máxima produção de energia. Os indicadores de viabilidade econômica apresentam a competitividade deste projeto.

Dentre os materiais utilizados para a análise técnica deste projeto estão o SketchUp® e o PVSol®. O primeiro possibilitou a modelagem 3D do sistema baseado apenas na questão estética, já o segundo foi capaz de, utilizando o modelo anteriormente criado, criar um gerador fotovoltaico corretamente dimensionado. O

estudo de sombreamento é uma das principais questões deste projeto, visto que o formato de flor possui camadas sobrepostas de pétalas.

Para a organização deste trabalho, foram criados cinco capítulos. Após este capítulo de introdução, a segunda parte deste trabalho trata de uma revisão bibliográfica de modo a apresentar os principais conceitos que serão utilizados neste texto, além de trazer à tona as tecnologias existentes no momento, o “estado da arte”.

O capítulo 3 apresenta de forma detalhada as metodologias que foram utilizadas para a análise deste projeto, desde sua concepção. Já o capítulo 4, apresenta os resultados obtidos a partir das metodologias anteriormente propostas. O capítulo 5 realiza uma discussão sobre todos os capítulos anteriores, apresentando os principais pontos de interesse que surgiram ao longo do estudo e propõe tópicos para futuros trabalhos que possam surgir a partir deste projeto.

1.1 OBJETIVO DO TRABALHO

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede no Jardim Botânico de Brasília, de modo a buscar as melhores soluções técnicas para um projeto cujo arranjo físico tenha formato de uma orquídea nativa do cerrado.

1.1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são listados a seguir:

- Obtenção de um formato para o sistema para que ele seja agradável esteticamente considerando o compromisso entre seu formato e seu desempenho elétrico;
- Escolha de módulos fotovoltaicos que permitam a composição do sistema anteriormente decidido;
- Escolha de um local que permita a exposição do projeto para o público alvo determinado;
- Definição de *strings* que possam equilibrar a geração do sistema e que

não haja muita queda de rendimento;

- Definição de modelos e configurações de inversores que otimizem a geração de energia do sistema;
- Realização de uma análise da utilização de rastreadores solares que permitam um aumento da geração do sistema;
- Elaboração de um projeto elétrico dentro dos padrões da distribuidora de energia;
- Análise de viabilidade econômica do projeto por meio de indicadores tradicionais da matemática financeira e também indicadores do setor elétrico.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como objetivo contextualizar os temas que virão a ser abordados no trabalho e também explicar alguns conceitos que servirão como base para o projeto.

Para apresentar as motivações da concepção deste projeto, se mostra necessária a apresentação da história do desenvolvimento sustentável no mundo, o contexto de geração de energia no mundo, além da introdução ao conceito de geração distribuída e sua história no Brasil. Os ângulos da geometria solar são um fator fundamental para a análise de viabilidade técnica do projeto, visto que estão diretamente relacionados à quantidade de radiação que será recebida pelos módulos fotovoltaicos.

2.1 DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL E SUA HISTÓRIA

Segundo a Comissão Mundial Sobre Meio Ambiente, em 1991, define-se como Desenvolvimento sustentável “aquele que atende às necessidades do presente sem comprometer a possibilidade de as gerações futuras atenderem às suas necessidades.”

Várias iniciativas em prol do desenvolvimento sustentável foram promovidas pela ONU. O primeiro passo foi dado na conferência de Estocolmo, 1972, considerado um marco estabelecendo 26 princípios relacionados à proteção do meio ambiente e 109 recomendações de ação. O grande sucesso do evento levou à criação do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, com objetivo de coordenar os trabalhos da ONU em nome do meio ambiente global.

Em 1979, foi realizada a primeira conferência mundial do clima, organizada pela Organização Mundial Meteorológica. Essa conferência serviu como alerta para que as nações tomem conhecimento e investiguem os impactos climáticos de suas ações, principalmente no que se refere à agricultura, recursos hídricos, biologia, energia e economia. 9 anos depois, em 1988, a ONU criou o órgão intergovernamental que avalia e endossa pesquisas científicas, o IPCC (Painel Internacional sobre Mudanças Climáticas). Esse órgão produziu um relatório que serviu como insumo da Segunda

Conferência Mundial do Clima, em 1990, com objetivo de atualizar as decisões tomadas na primeira conferência 11 anos antes.

Com participação de 172 países, ocorreu no Rio de Janeiro em 1992 a ECO 92, conferência das nações unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento. Esse evento iniciou o processo de criação da UNFCCC, (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças no Clima), e teve como grande resultado a Agenda 21, instrumento de planejamento para a construção de sociedades sustentáveis. A Agenda 21 versou sobre 41 temas socioambientais, organizados em um preâmbulo e quatro seções. Seu sucesso gerou várias iniciativas secundárias, incluindo uma Agenda 21 Brasileira em 1997.

Com o início dos trabalhos da UNFCCC em 1994, estabeleceu-se o compromisso de reuniões anuais sobre as mudanças climáticas na Conferência dos Membros (COP), definiu-se o compromisso de cada país no controle do aquecimento global vinculados juridicamente, ou seja, as nações pela primeira vez assumem o compromisso de colaboração. Os países foram classificados em três categorias de colaboração:

- Grupo 1 – Países mais industrializados e responsáveis históricos pela emissão de gases estufa;
- Grupo 2 – Nações que também fazem parte do anexo 1 e devem auxiliar os países em desenvolvimento a se adaptar às mudanças climáticas e tecnologias sustentáveis;
- Não-grupo 1 – Países em desenvolvimento que devem se voluntariar para no futuro serem parte do Grupo 1.

A primeira COP, COP1, foi realizada em Berlim em 1995, definindo um prazo de dois anos para a negociação de um acordo que definisse as metas de redução de gases estufa. Ao fim desse prazo, foi assinado o Protocolo de Kyoto, o primeiro a definir metas e objetivos específicos para o combate à emissão de gases estufa. Dentre os principais pontos do Protocolo de Kyoto, destaca-se que apenas os países desenvolvidos possuem metas de redução de gases estufa.

Para que o acordo entrasse em vigor, era necessário que este fosse ratificado por países que representassem juntos 55% das emissões de gases estufa no mundo, isso só foi possível em 2005, com a ratificação da Rússia. Em 2008, o Protocolo de

Kyoto sofreu flexibilizações, permitindo que países do Anexo 1 implementassem medidas de redução de emissões e projetos de desenvolvimento sustentável em outros países do Anexo 1, em troca de créditos de carbono. Além disso, permitiu a venda de créditos de carbono para os países que ainda não alcançaram a meta.

Em 2011, com a proximidade do fim da vigência do Protocolo de Kyoto, os países buscaram a criação de um novo tratado internacional como sucessor do acordo vigente, mas não obteve adesão suficiente para o mesmo. Em 2012 foi decretado o fim do primeiro período do Protocolo de Kyoto.

O sucessor do protocolo de Kyoto foi assinado apenas 3 anos depois. Em 2015, o Acordo de Paris envolveu todas as nações de forma voluntária na redução de emissões, entrando em vigor apenas em 2016. O grande resultado desse acordo são os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), como parte da Agenda 2030. A Figura 2.1 apresenta os 17 objetivos de desenvolvimento sustentável da ONU.

Figura 2.1 - 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU



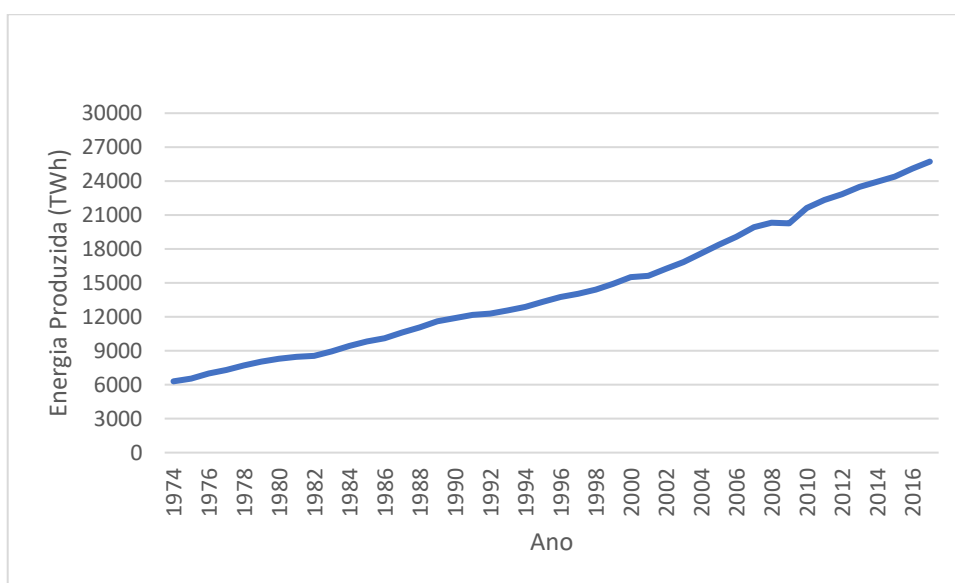
Fonte: Site das Nações Unidas – Disponível em: <https://nacoesunidas.org/pos2015> - Acesso em: 30/10/2019

Vários dos objetivos possuem as fontes renováveis de energia como um agente, sendo o ODS7 - assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos - o principal deles.

2.2 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL

A demanda de energia elétrica vem aumentando a cada ano, para suprir tal aumento, a produção de energia deve tentar acompanhar esse crescimento. Entre 1974 e 2017, a produção bruta de energia subiu de 6.928 TWh para 25.721 TWh, com crescimento médio anual de 3,3% (IEA 2019). A Figura 2.2 descreve a produção de energia ano a ano.

Figura 2.2 - Produção mundial bruta de eletricidade por ano (TWh)



Fonte: Electricity Information 2019, IEA – Disponível em:

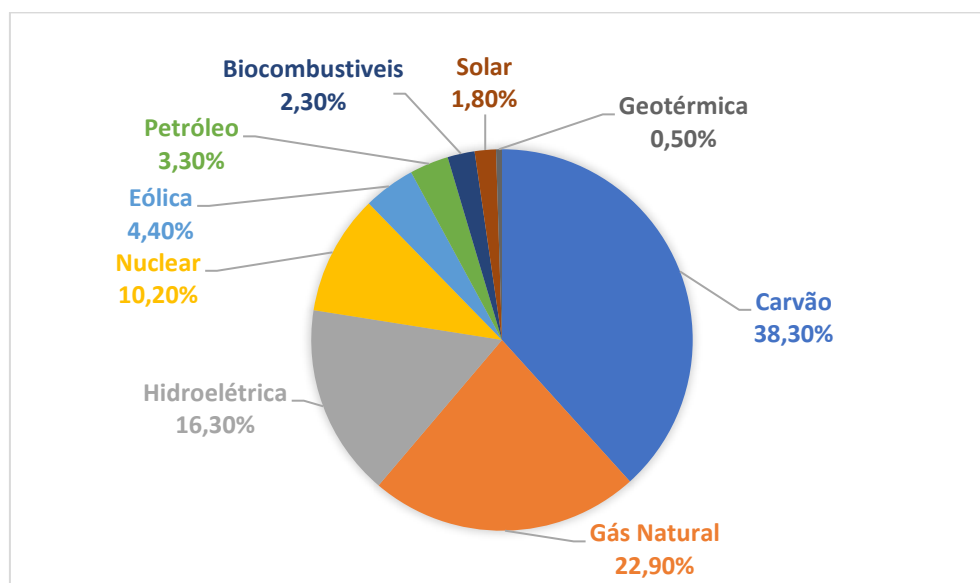
https://webstore.iea.org/download/direct/2563?fileName=Electricity_Information_2019_Overview.pdf –

Acesso em: 04/11/2019

A Figura 2.2 mostra o comportamento de crescimento constante ao longo dos anos, exceto entre os anos de 2008 e 2009, onde houve uma queda na produção de energia devido à uma grave crise econômica mundial.

Define-se matriz elétrica como o conjunto de fontes de energia disponíveis para a geração de energia elétrica. A matriz elétrica mundial ainda é predominantemente baseada em combustíveis fósseis. A Figura 2.3 apresenta a produção de eletricidade por fonte no ano de 2017.

Figura 2.3 - Matriz Elétrica Mundial



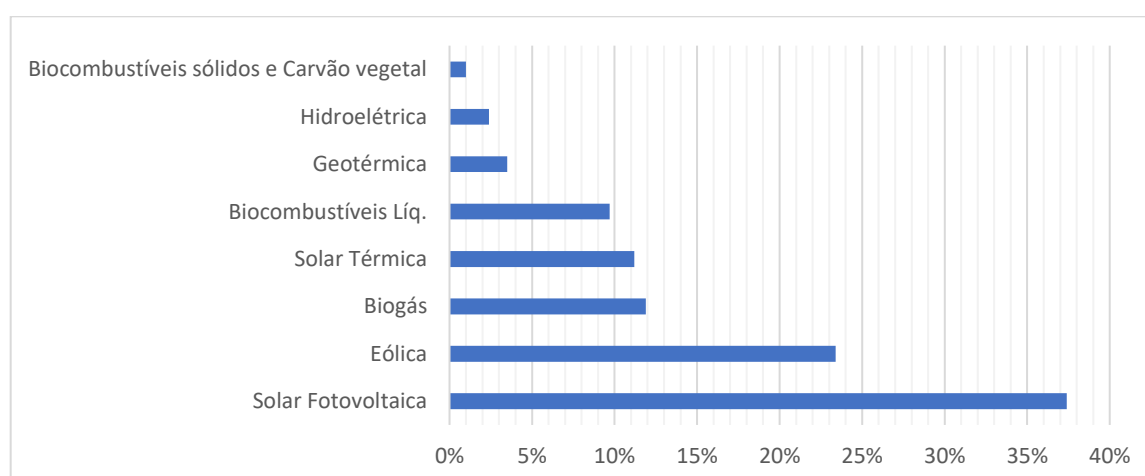
Fonte: Electricity Information 2019, IEA – Disponível em:

https://webstore.iea.org/download/direct/2563?fileName=Electricity_Information_2019_Overview.pdf –

Acesso em: 04/11/2019

A contribuição da energia solar até o presente estudo ainda se mostra muito tímida, mas quando se avalia o crescimento das fontes renováveis de energia ao longo dos anos, percebe-se que a energia solar fotovoltaica tem tido um papel de destaque. A Figura 2.4 apresenta o crescimento anual médio das fontes renováveis de energia entre os anos de 1990 e 2017.

Figura 2.4 - Crescimento médio anual das fontes renováveis de energia



Fonte: Renewables Information 2019, IEA – Disponível em:

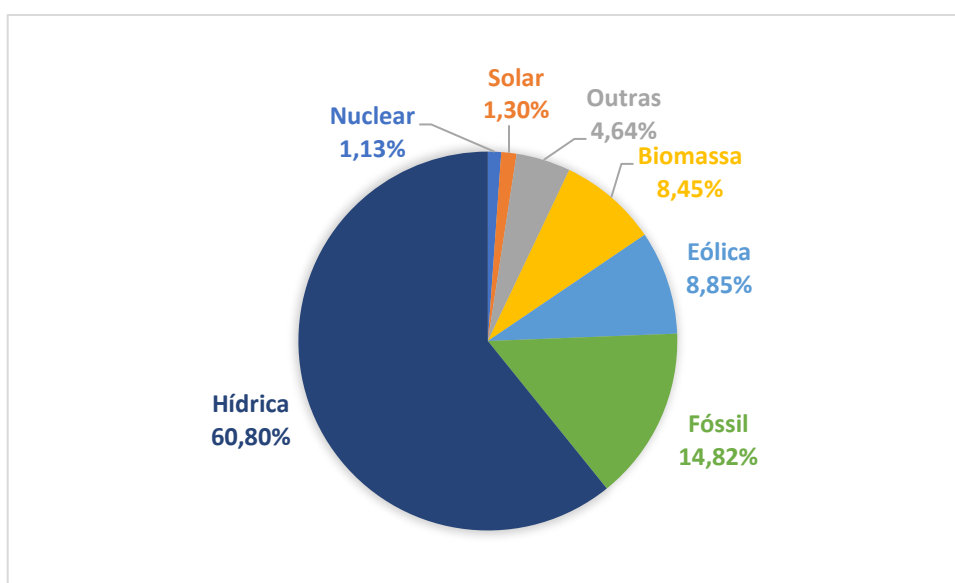
https://webstore.iea.org/download/direct/2665?fileName=Renewables_Information_2019_Overview.pdf

f – Acesso em: 04 de novembro de 2019

2.3 CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

Em 2018, a oferta interna de energia atingiu 3.354 MWh, registrando um decréscimo de 1,7% em relação ao ano anterior (EPE 2019). A matriz elétrica brasileira hoje possui uma fração de 79,4% das fontes renováveis de energia, bastante superior à média mundial de 13,7%. A Figura 2.5 apresenta a matriz elétrica brasileira ao fim do ano de 2018.

Figura 2.5 - Matriz Elétrica Brasileira

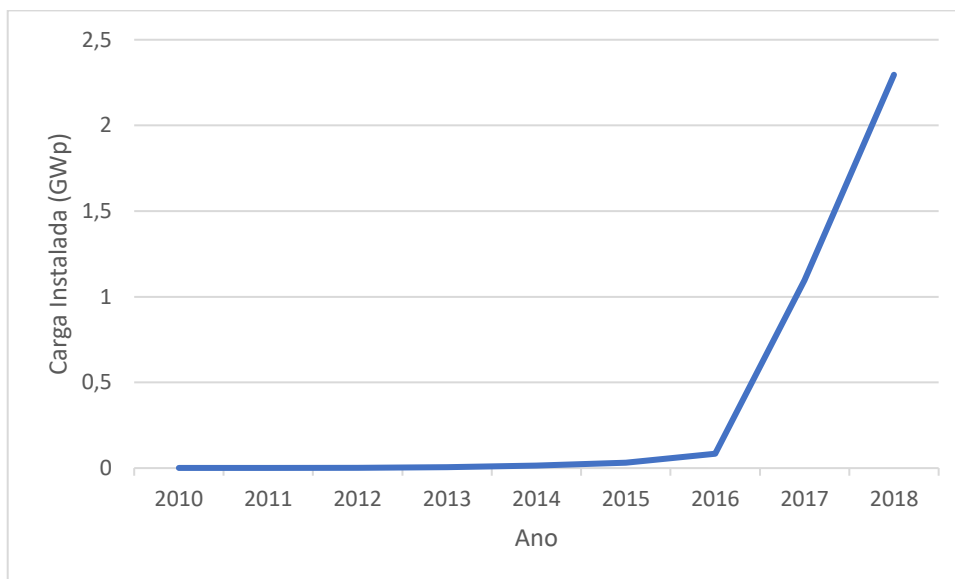


Fonte: BIG - ANEEL – Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> – Acesso em:
04 de novembro de 2019

A participação da energia solar ainda é muito baixa na matriz elétrica brasileira, levemente inferior à média mundial. Já a potência instalada ao longo dos anos vem sofrendo um grande aumento ano a ano. A Figura 2.6 apresenta a potência instalada, em MWp, de sistemas fotovoltaicos entre os anos de 2010 e 2018.

Figura 2.6 - Potência instalada de SFV no Brasil (acumulada)



Fonte: sieBRASIL - MME – Disponível em:

[http://www.mme.gov.br/SIEBRASIL/consultas/reporte-dato42-
jerarquizado.aspx?oc=30181&or=30182&ss=2&v=1](http://www.mme.gov.br/SIEBRASIL/consultas/reporte-dato42-
jerarquizado.aspx?oc=30181&or=30182&ss=2&v=1) – Acesso em: 05 de novembro de 2019

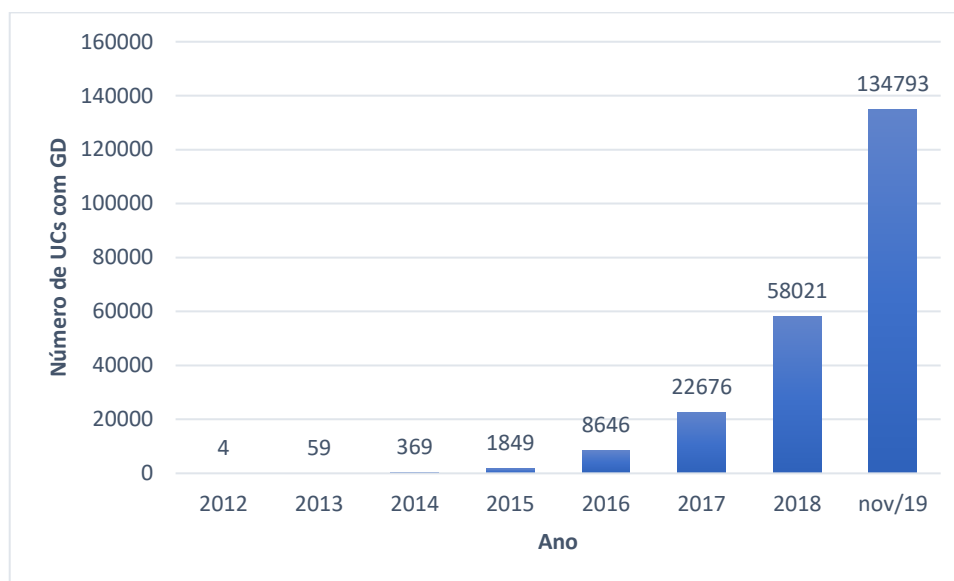
Pela Figura 2.6 é possível perceber a grande tendência de crescimento dos SFV nos últimos anos, baseado na popularização da tecnologia e nos incentivos concedidos pelo governo, a serem tratados na seção 2.4.1.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Segundo a ANEEL, define-se geração distribuída como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS. De forma simplificada, a geração distribuída é aquela na qual a produção e a geração estão no mesmo lugar.

A modalidade vem crescendo bastante no Brasil nos últimos anos, isso se deve bastante aos incentivos à geração distribuída fornecidos pela ANEEL, que serão explicitados na próxima seção. A Figura 2.7 apresenta a quantidade de unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil entre 2012 e o primeiro semestre de 2019.

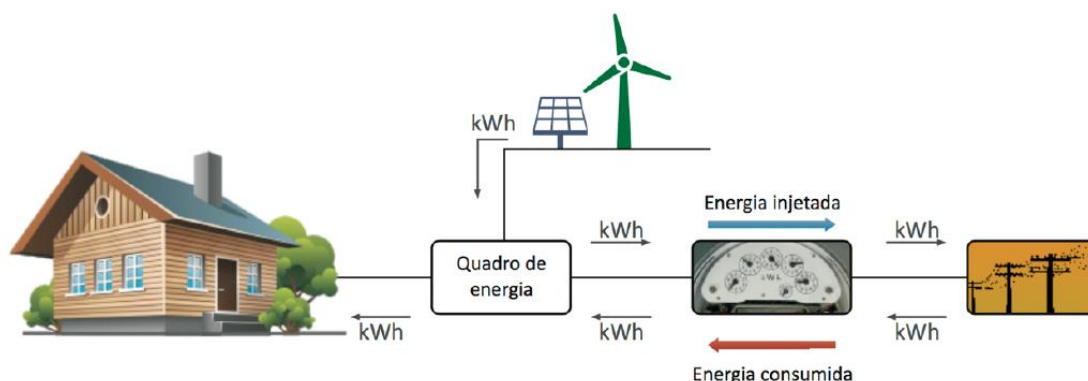
Figura 2.7 - Número de UCs com GD por ano (acumulado)



Fonte: ANEEL – Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp> – Acesso em: 05/11/2019

2.4.1 Incentivos à geração distribuída no Brasil

Um incentivo à geração distribuída no Brasil foi a Resolução Normativa nº 482/2012, (ANEEL 2012), estabelecendo condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A princípio, abordou-se o sistema de créditos compensáveis, tarifas e regulamentações de incentivo. O sistema de compensação de energia instituído pela REN 482, mais conhecido como *net-metering*, funciona de forma que a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é “cedida”, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa no mesmo posto tarifário (Frontin, et al. 2017). A Figura 2.8 apresenta o sistema de compensação por *net-metering*.

Figura 2.8 - Sistema de Compensação de Energia *net-metering*

Fonte: Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída, 2ª Edição. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf> -

Acesso em: 04/11/2019

Em 2015, a REN nº 687/2015 (ANEEL 2015), revisou a REN 482, implementando a possibilidade de GD em condomínios e permitiu que diferentes consumidores se unam em consórcios ou cooperativas, além de estabelecer as categorias de geração conforme a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Categorias de Geração Fotovoltaica

Categoria de Geração Fotovoltaica	Capacidade Instalada
Micro	Até 75 kW
Mini	De 75 kW a 5 MW
Pequena	De 5 MW a 30 MW
Grande	Maior que 30 MW

Fonte: (Frontin, et al. 2017), p. 184

Ressalta-se que as categorias de geração Pequena e Grande não participam da compensação de energia *net-metering*. Em dezembro de 2015, o MME lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), tendo como uma das principais metas a redução de emissões de CO₂ em cerca de 43% até o ano de 2030. A previsão é que, até 2030, o programa movimente R\$ 100 bilhões em investimentos em projetos de geração distribuída por fontes renováveis, com adesão de 2,7 milhões de unidades consumidoras capazes de gerar sua própria energia, o que pode resultar em 23,5 MW de potência instalada. Com isso o Brasil pode evitar a emissão de 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera (MME 2015).

Segundo (DUARTE 2016), destacam-se como objetivos do programa:

- A criação e expansão de linhas de crédito e formas de financiamento de projetos para a instalação de sistemas de geração distribuída nos segmentos residencial, comercial e industrial;

- O incentivo ao estabelecimento de indústrias fabricantes de componentes e equipamentos usados em empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis, bem como ao estabelecimento de empresas de comércio e de prestação de serviços na área de geração distribuída a partir de fontes renováveis;

A promoção da atração de investimentos, nacionais e internacionais, e favorecer a transferência e nacionalização de tecnologias competitivas para energias renováveis;

- O fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar em todos os elos da cadeia produtiva das energias renováveis.

Além disso, a geração de energia por meio de fontes renováveis recebeu alguns incentivos fiscais, como por exemplo o Convênio nº 101/97 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) que “Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para aproveitamento das energias solar e eólica.” Em relação aos equipamentos, o convênio isenta o ICMS dos módulos e dos kits de geração completos (módulos, inversores, cabos, estruturas e outros). Deste modo, foi criada uma situação favorável para o crescimento da geração distribuída no Brasil, refletindo na quantidade de unidades consumidoras neste sistema apresentadas pela Figura 2.7.

2.5 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

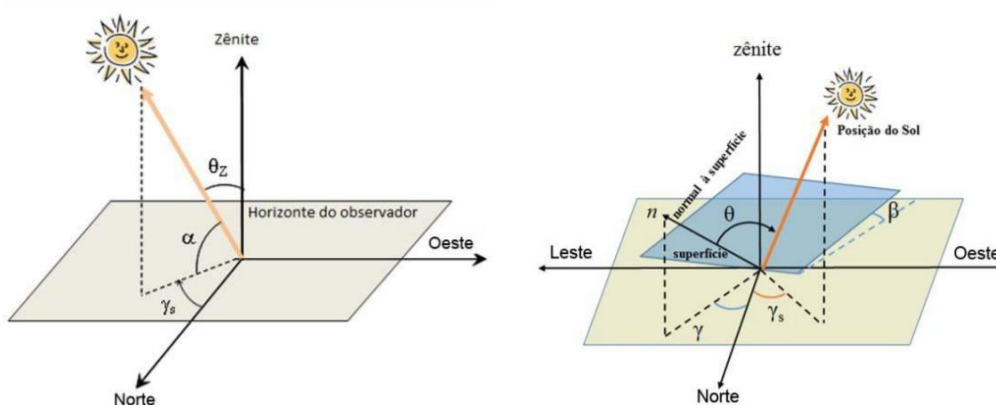
2.5.1 Ângulos da Geometria Solar

Vários ângulos afetam a intensidade da radiação que chega à superfície da Terra. O Manual de Engenharia Fotovoltaica define estes ângulos, apresentados abaixo e representados na Figura 2.9.

- Ângulo Zenital (θ_z): Ângulo formado entre os raios do sol e a vertical local (Zênite);

- Altura ou elevação solar (α): Ângulo compreendido entre os raios do sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (complementar ao ângulo zenital);
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): Conhecido como azimuth solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (Oeste) [-180° e 180°];
- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): Ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
- Inclinação da superfície de captação (β): Ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [0 a 90°];
- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre os raios do sol e a normal à superfície de captação.

Figura 2.9 - Ângulos da Geometria Solar



Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica – CRESESB. Disponível em:

< http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf > -

Acesso em: 04/11/2019

Para a análise de geração de um SFV, os ângulos zenital e azimutal do sol são fundamentais, visto que definem a orientação da instalação dos módulos a fim de maximizar sua produção de energia elétrica.

2.5.2 Irradiância, Irradiação e Recurso Solar

O sol é a principal fonte de energia para a terra. Além de ser responsável pela manutenção da vida no planeta, a radiação solar representa fonte energética inesgotável, limpa e com enorme potencial ao ser empregada em sistemas de captação e conversão de energia, como por exemplo, a energia elétrica (CRESESB 2014).

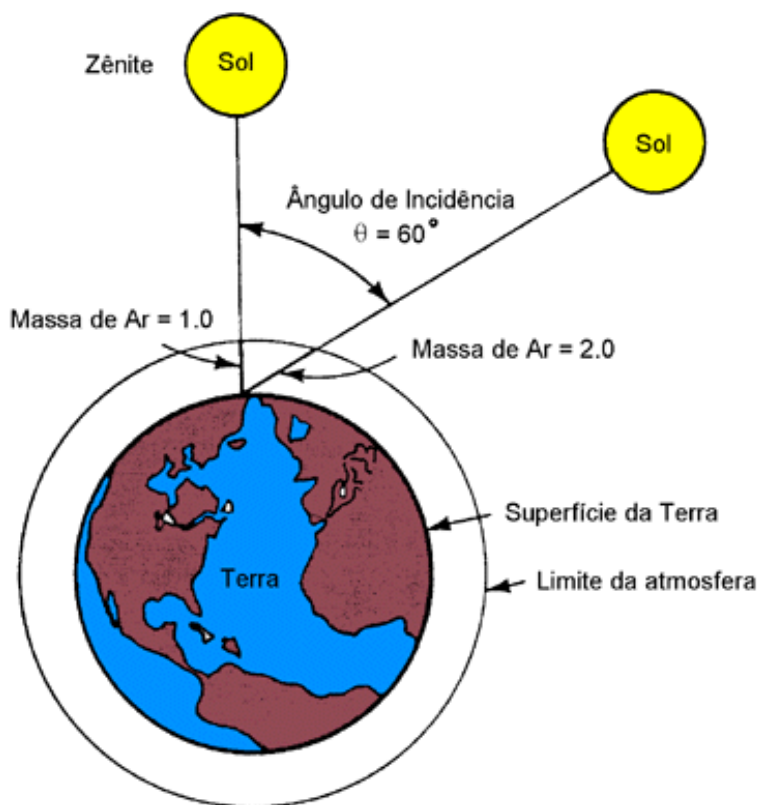
A irradiância é uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar, expressa na unidade W/m^2 (Watt por metro quadrado). Trata-se de uma unidade de potência por área (VILLALVA 2015).

Já a irradiação é uma grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. Sua unidade é o Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado). (VILLALVA 2015). Também pode ser representada como a integral temporal da irradiância.

Antes dos raios solares atingirem a superfície da terra, eles realizam interações com a atmosfera por meio da absorção e da reflexão. Um dos fatores que alteram essas interações é um coeficiente denominado Massa de Ar (AM). Seu valor depende diretamente do ângulo zenital como mostrado na Equação 2.1 e sua influência é demonstrada na Figura 2.10.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2.1)$$

Figura 2.10 - Trajetória dos raios solares na atmosfera e massa de ar (AM)



Fonte: CRESESB – Disponível em:

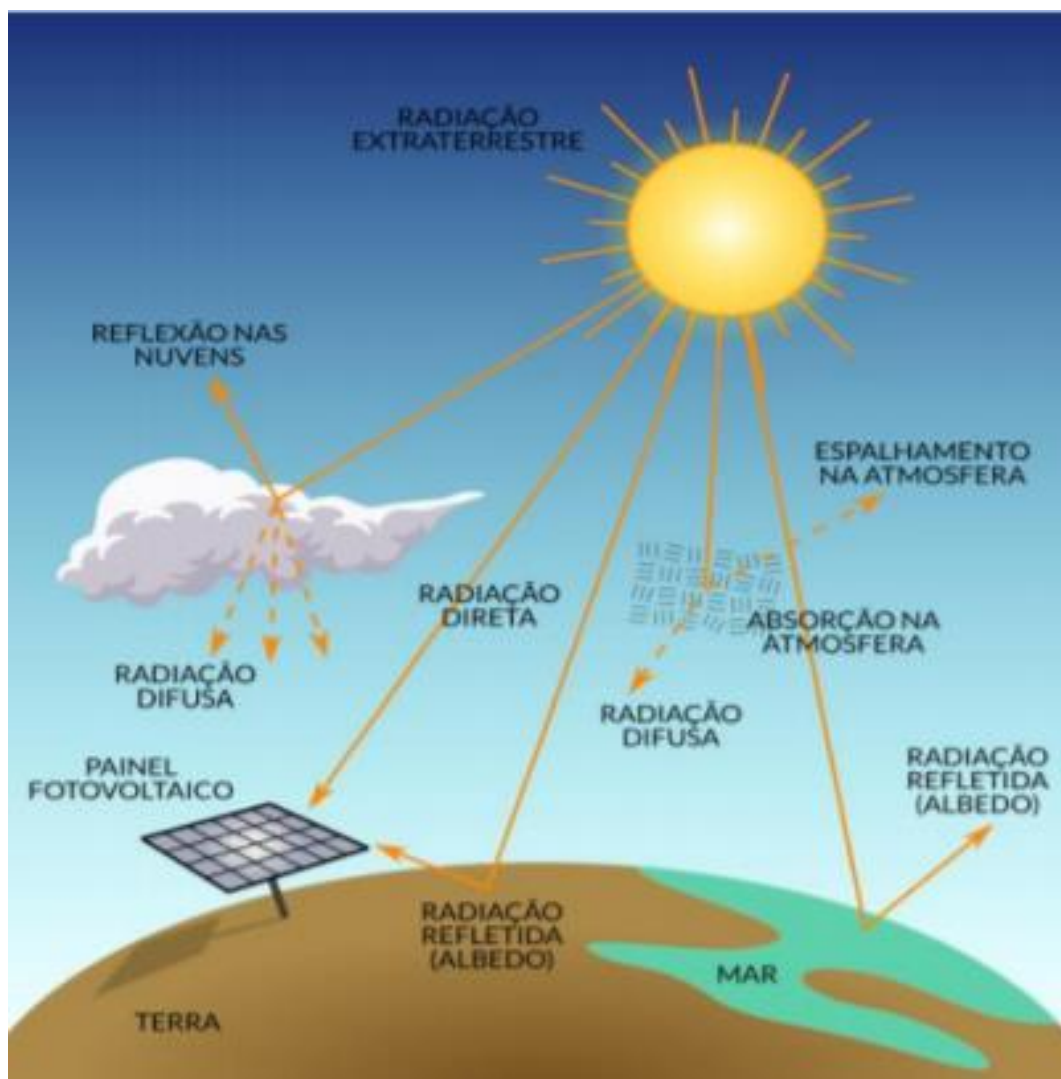
http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301 – Acesso em

05/11/2019

Da irradiação solar que efetivamente passa através da atmosfera, é possível ainda que sofram várias refrações, desse modo, existem três componentes dessa radiação, apresentadas também na Figura 2.11:

- Radiação Direta: energia que atinge diretamente a superfície;
- Radiação Difusa: resultado do espalhamento da luz solar na atmosfera;
- Albedo: energia refletida por materiais e superfícies de volta ao espaço.

Figura 2.11 - Componentes da Radiação Solar

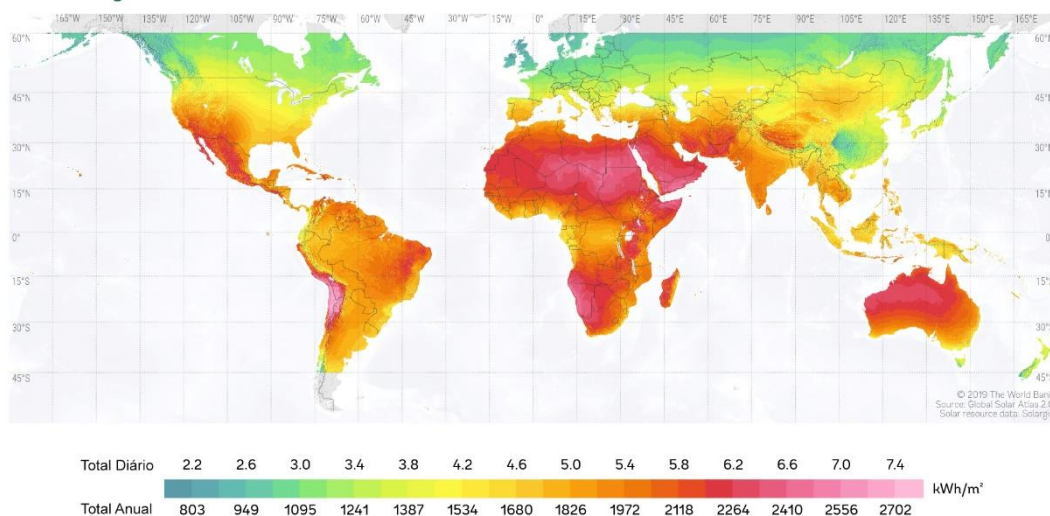


Fonte: Determinação da irradiação difusa a partir da irradiação global horizontal – Estudo para a cidade de Curitiba – Disponível em: < <http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2018/11/Souza-et-al.-Smart-Energy-2018-Determina%C3%A7%C3%A3o-Radia%C3%A7%C3%A3o-Difusa-Artigo-Completo.pdf> > - Acesso em: 05 de novembro de 2019

A partir desses conceitos, de uma grande quantidade de variáveis climáticas e algoritmos computacionais de predição, é possível gerar um Atlas Solarimétrico Global. A Figura 2.12 apresenta a irradiação direta global enquanto a Figura 2.13 mostra a irradiação direta global brasileira.

Figura 2.12 - Irradiação Global Horizontal

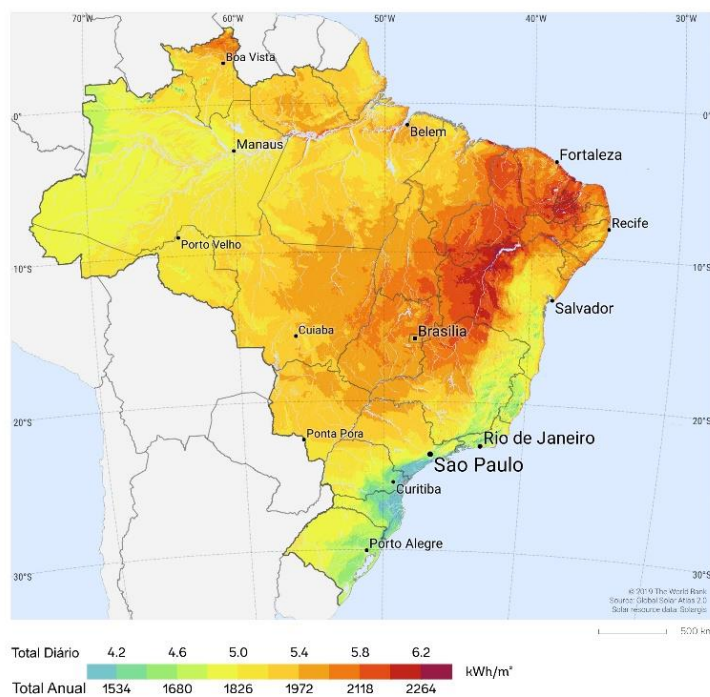
Mapa de Recurso Solar
Irradiação Global Horizontal



Fonte: Solargis (Modificado) – Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>> Acesso em: 05/11/2019

Figura 2.13 - Irradiação Global Horizontal do Brasil

Mapa de Recurso Solar
Irradiação Global Horizontal
Brasil



Fonte: Solargis (Modificado) – Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>> Acesso em: 05 de novembro de 2019

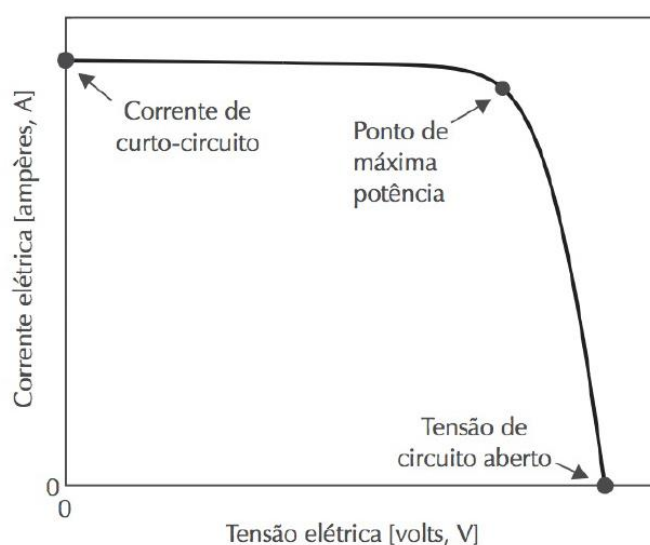
Pela Figura 2.13 é possível perceber que o recurso solar do Brasil está compreendido numa média diária entre 4 e 6,4 kWh/m², uma faixa de valores bastante positiva ao longo de todo o território nacional. Esse valor é bastante positivo quando comparado com a Alemanha, com potência instalada de aproximadamente 42,3 GW e irradiação diária média de aproximadamente 2,88 kWh/m²

2.5.3 Módulos fotovoltaicos e arranjos

Uma das principais partes de um SFV são os módulos fotovoltaicos. Um módulo fotovoltaico é um conjunto empacotado de células fotovoltaicas montadas sobre uma estrutura rígida e conectadas eletricamente (VILLALVA 2015). Sua função em um SFV é a captação da energia solar e a conversão da mesma em energia elétrica.

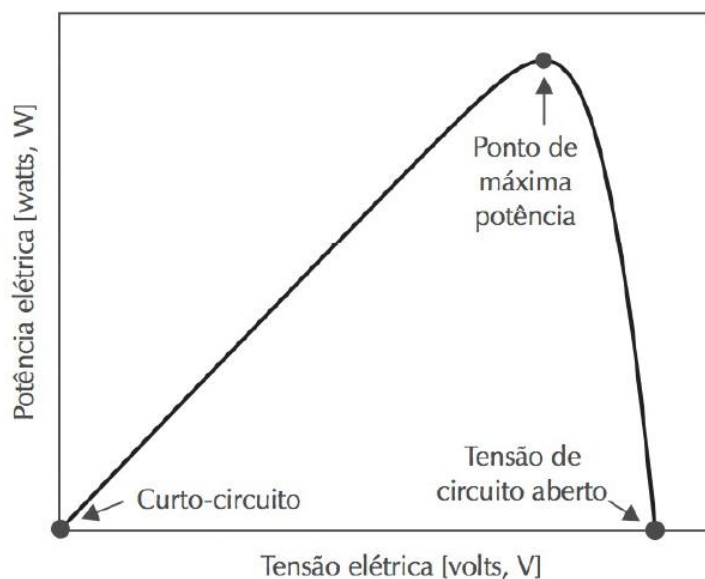
O ponto de operação de um módulo fotovoltaico, ou seja, o valor da tensão e da corrente nos seus terminais, depende do que está conectado a eles. A relação entre a tensão e corrente de saída de um módulo fotovoltaico é mostrada na curva I – V da Figura 2.14. Para cada curva I – V é possível traçar uma curva P – V correspondente, como a apresentada na Figura 2.15.

Figura 2.14 - Curva I - V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (VILLALVA 2015)

Figura 2.15 - Curva P - V de um módulo fotovoltaico



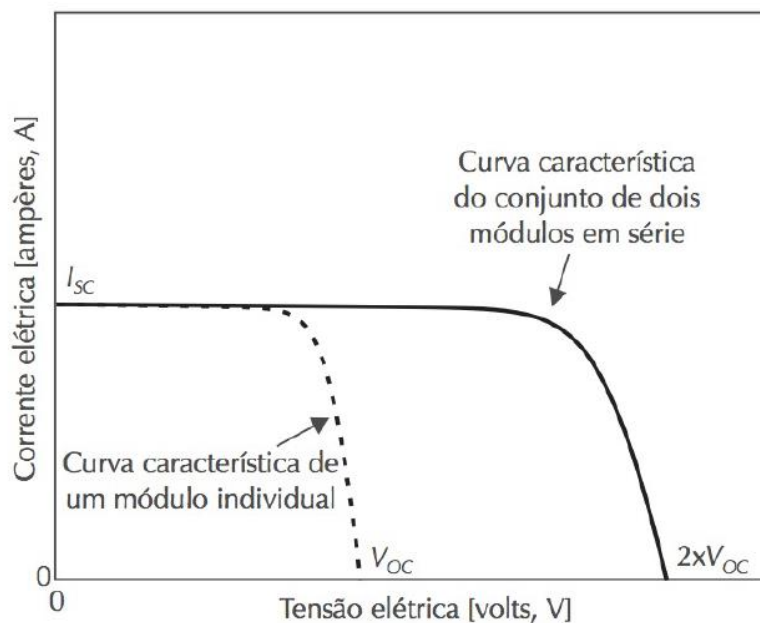
Fonte: (VILLALVA 2015)

Pela Figura 2.15, é possível perceber que existe um ponto de máxima potência (P_{MP}), resultado da multiplicação da tensão de máxima potência pela corrente máxima potência, V_{MP} e I_{MP} respectivamente.

Alguns sistemas fotovoltaicos podem conter uma grande quantidade de módulos conectados entre si. Dentre as possibilidades estão as conexões em série e em paralelo, respectivamente. Para módulos conectados em série, suas fileiras – ou *strings* – possuem tensão equivalente à soma das tensões de cada módulo. Para módulos conectados em paralelo, a corrente é equivalente à soma das correntes de cada módulo.

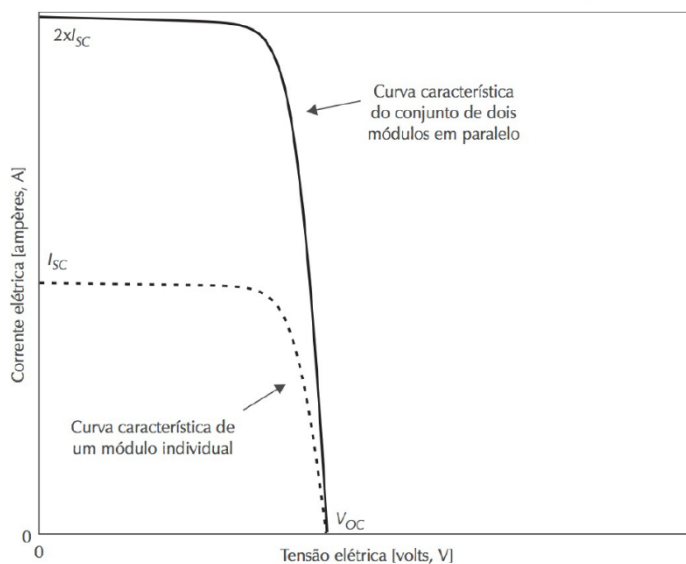
As Figuras 2.16 e 2.17 apresentam o comportamento das curvas I – V de módulos conectados em série e paralelo, respectivamente.

Figura 2.16 - Curva I - V para dois módulos em série



Fonte: (VILLALVA 2015)

Figura 2.17 – Curva I – V para dois módulos em paralelo

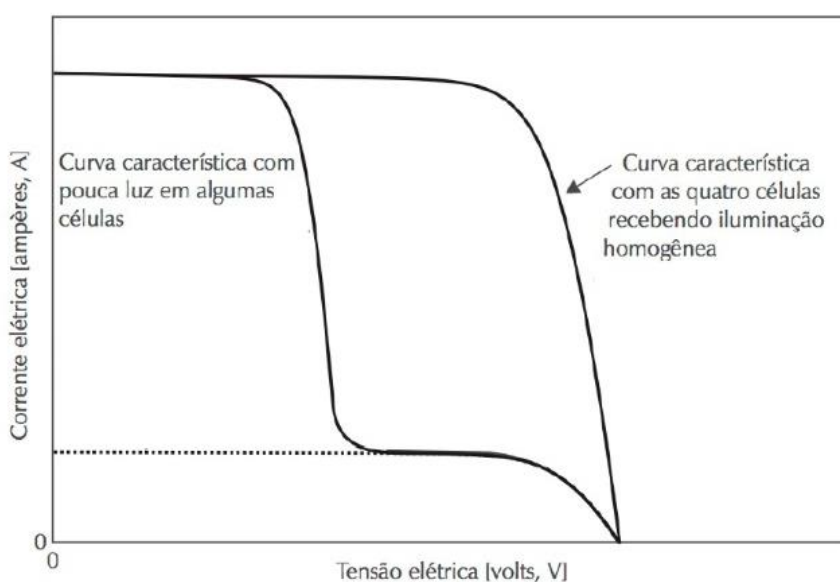


Fonte: (VILLALVA 2015)

A partir das Figuras 2.16 e 2.17, é possível perceber que o ponto de operação muda para cada combinação de módulos.

Um outro fator que altera o comportamento da curva característica de um módulo fotovoltaico é o sombreamento parcial. A intensidade de corrente elétrica de uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional à intensidade de radiação que incide sobre ela. Se uma célula tiver pouca ou nenhuma luz, sua corrente torna-se muito pequena ou nula (VILLALVA 2015). O resultado da diminuição da corrente total do sistema se deve aos diodos de *bypass*, que evitam que o módulo se comporte como uma carga durante um sombreamento parcial. O efeito do sombreamento em algumas células de um módulo fotovoltaico é demonstrado pela Figura 2.18.

Figura 2.18 - Curva I - V de um módulo com sombreamento



Fonte: (VILLALVA 2015) (Modificada).

2.5.4 Inversores

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas (CRESESB 2014). Algumas das características de inversores são descritas na Tabela 2.2

Tabela 2.2 - Principais parâmetros de um inversor

Parâmetro	Descrição
Potência Nominal de Saída	Potência que o inversor pode prover à carga em regime permanente
Tensão de Entrada	Tensão em Corrente Contínua do Inversor
Tensão de Saída	Tensão em corrente alternada do inversor. Para SFCR, deve ser igual à tensão da rede elétrica.
Regulação de tensão	Indica a variação de amplitude permitida na tensão de saída
Frequência de saída	Indica a frequência da tensão CA. Para SFCR, deve ser igual à frequência da rede elétrica
Autoconsumo	Quantidade de potência que o inversor utiliza, mesmo quando não estiver alimentando nenhuma carga (<i>standby</i>)
Grau de Proteção	Classifica e avalia o grau de proteção de pessoas e dos equipamentos
Quantidade de MPP <i>Tracker</i>	Indica a quantidade de entradas com seguidor de máxima potência presentes no inversor

Fonte: (CRESESB 2014)

2.5.4.1 Classificação de inversores

Inversores para sistemas conectados à rede podem ser classificados em algumas categorias, como explicitadas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Classificação de Inversores

Classificação	Descrição
Inversores Centrais	Inversores trifásicos de grande porte, com potência entre centenas de kWp até MWp, utilizados em usinas fotovoltaicas (UFVs)
Inversores <i>multistring</i>	Inversores com entradas MPPTs independentes, tem potência na faixa de dezenas de kWp
Inversores de <i>string</i>	Inversores monofásicos, adequados a instalações de microgeração até 10 kWp
Microinversores	Inversores de baixa potência geralmente associados a apenas um módulo

Fonte: (CRESESB 2014), p. 326

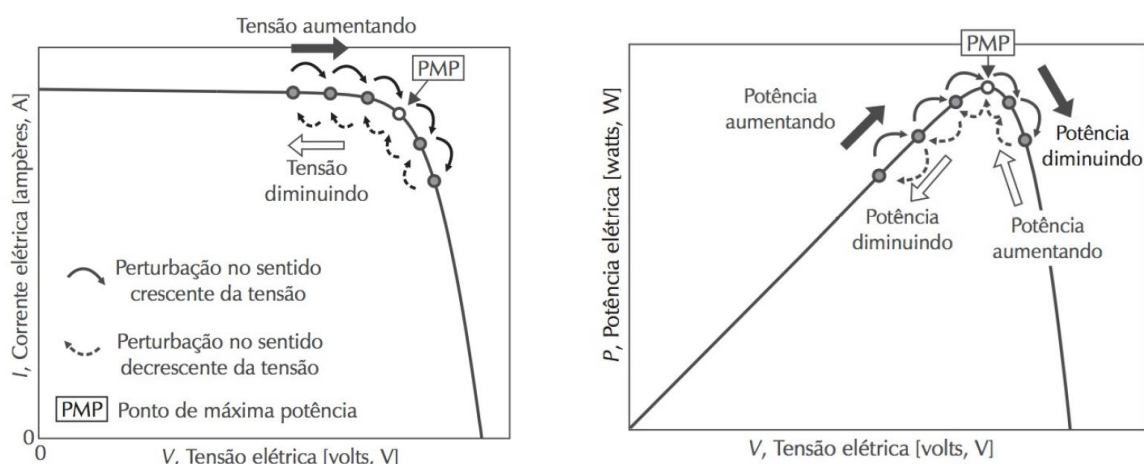
2.5.4.2 Rastreador do ponto de máxima potência

Na seção 2.5.3 foram abordados os vários fatores que contribuem para distorções na curva $I - V$ de um módulo, de uma *string* ou de um arranjo fotovoltaico. O sistema de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*, ou rastreador do ponto de máxima potência) tem o objetivo de garantir que instantaneamente os módulos

operem em seu ponto de máxima potência, independentemente das condições de operação (VILLALVA 2015).

O MPPT funciona com um algoritmo de perturbação da operação dos módulos chamado Perturba e Observa, alterando as tensões de seus terminais e observando a potência fornecida. O inversor começa aumentando continuamente a tensão dos módulos e observando o aumento da potência do sistema. Quando a potência ultrapassa o ponto de máxima potência, as perturbações proporcionam uma redução da potência, fazendo o inversor diminuir a tensão dos módulos até que a potência volte novamente a subir. O ponto de máxima potência é aquele no qual as pequenas perturbações ocorrem em volta do pico de potência do módulo, ou do conjunto de módulos fotovoltaicos. A Figura 2.19 apresenta o funcionamento de um seguidor de máxima potência.

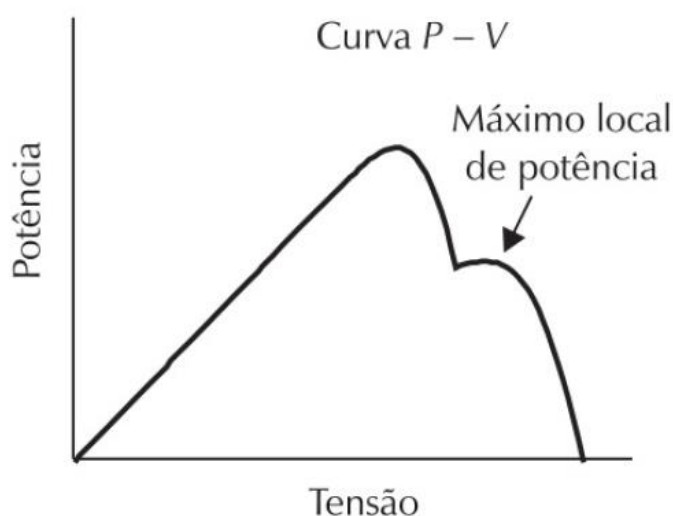
Figura 2.19 - Funcionamento de um MPPT de um inversor



Fonte: (VILLALVA 2015)

Apesar de bastante eficiente em condições normais, um MPPT pode não ter um comportamento dentro do esperado em caso de sombreamento parcial dos módulos. Quando um conjunto de módulos passa a ter sombreamento em apenas uma parte de seus módulos, o sombreamento gera uma variação na curva $P - V$ de forma a possuir 2 picos, um global e um local. A Figura 2.20 apresenta a curva característica em situação de sombreamento em alguns dos módulos de uma *string*.

Figura 2.20 - Curva P - V com sombreamento parcial



Fonte: (VILLALVA 2015), p. 166

Uma estratégia para contornar o fenômeno do sombreamento parcial é utilizar mais de um MPPT, fazendo com que os arranjos atuem de forma independente.

2.5.4.3 Microinversores

Uma outra solução para contornar o sombreamento parcial, é utilizar um sistema com microinversores, tornando as partes do sistema menos susceptíveis às variações de incidência de irradiação solar. Essa categoria de inversores possui potências baixas e são geralmente associados a um módulo fotovoltaico. Sua vida útil é bastante superior à de outras categorias de inversores, podendo ultrapassar os 25 anos, segundo seu *datasheet*, e se equiparando à vida útil dos módulos fotovoltaicos.

2.5.5 Rastreadores Solares

Rastreadores solares são dispositivos usados para orientar a superfície dos módulos fotovoltaicos em direção ao sol. Visto que a posição do sol no céu muda com as estações e o hora do dia, os rastreadores são capazes de manter a superfície dos módulos perpendicular à luz do sol, maximizando a produção de energia durante o dia (Frontin, et al. 2017). Os rastreadores solares podem ser divididos em duas categorias, baseadas nos graus de liberdade de seus eixos.

Os rastreadores solares de eixo único são capazes de variar o eixo horizontal ou vertical da estrutura. Possuem baixa complexidade, resultando em uma baixa manutenção ao longo do tempo. Os rastreadores de eixo único horizontal são os mais comuns, variando de leste à oeste em um eixo paralelo ao solo. Já os rastreadores de eixo único vertical giram de leste a oeste a partir de um eixo perpendicular ao solo, de modo a garantir uma geração mais alta durante as horas de sol pleno (HSP).

Os rastreadores de eixo duplo possuem dois eixos e podem rastrear o sol em qualquer uma das direções, otimizando o azimuth e a inclinação do módulo. Esses rastreadores, porém, possuem maior complexidade e manutenção, além de um maior custo.

2.6 PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM FORMATO DE PLANTA

A *Smart Flower*, também conhecido como Girassol Fotovoltaico foi concebida de forma a se assemelhar à uma flor que biologicamente possui mecanismos de acompanhamento da luz solar durante o dia. Além disso, conta com tecnologias de rastreamento solar em dois eixos, limpeza automática dos módulos, monitoramento em tempo real e armazenamento da energia gerada em banco de baterias. A Figura 2.21 apresenta a *Smart Flower* instalada em uma residência

Figura 2.21 – Smart Flower



Fonte: Smart Flower - Disponível em: <http://smartflower.com> – Acesso em: 07/11/2019

Existe também um projeto de árvore solar na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília (FT/UnB). Com estudo de implementação realizado por (GOUVEIA 2017), a árvore solar da FT se mostrou uma solução mais acessível ao utilizar a composição natural de um sistema fotovoltaico em um formato que tivesse uma disposição de módulos diferente dos sistemas tradicionais. A Figura 2.22 apresenta a disposição dos módulos da Árvore Solar da FT.

Figura 2.22 - Árvore Solar da Faculdade de Tecnologia



Fonte: (GOUVEIA 2017)

Na Universidade Estadual do Ceará (UECE) também foi implementado uma árvore solar, porém em formato radial helicoidal. Seus dez módulos fotovoltaicos são integrados à uma estrutura em formato de folha e a energia gerada tem como objetivo o carregamento de bicicletas elétricas do *campus* Itaperi. A Figura 2.23 apresenta a Árvore Solar da UECE.

Figura 2.23 - Árvore Solar da UECE



Fonte: G1. Disponível em: <http://g1.globo.com/cara/noticia/2017/02/uece-inaugura-arvore-solar-que-carrega-ate-10-bicicletas-eletricas.html> - Acesso em: 30 de novembro de 2019

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Este Capítulo tem como objetivo descrever todos os métodos utilizados para o projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede para o Jardim Botânico de Brasília. Serão descritos, também, todos os materiais utilizados, com foco nos *softwares* de projeto de sistemas fotovoltaicos.

Neste trabalho, foi realizado o estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede para um parque de Brasília com o objetivo de promover o conhecimento sobre energias renováveis para crianças que venham a visitar o parque, ou adultos com interesse em energias renováveis, mas que não possuem uma forma direta para obtenção de conhecimento. Este estudo foi realizado em três etapas, sendo elas descritas a seguir.

A primeira etapa do estudo consistiu em definir um arranjo para o sistema fotovoltaico que chamasse a atenção do público, ou seja, não estivesse escondido em cima de um telhado do parque. Além disso, foi necessária a escolha de um local onde esse projeto fosse visível e se harmonizasse bem à paisagem local, de modo que o sistema não destoasse do parque.

A segunda etapa consistiu na elaboração do projeto fotovoltaico e considerando todas suas particularidades. Foi realizada a modelagem 3D do SFV via *SketchUp*®, de modo a permitir uma visualização inicial do sistema e de forma simultânea foram escolhidos os módulos fotovoltaicos que fariam parte do projeto fotovoltaico. A partir da modelagem 3D, foi realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico no *software* PVSol®, escolhendo os modelos de inversores que seriam utilizados e como seriam os arranjos de módulos do sistema.

Para que ocorra uma integração à paisagem local, alguns desafios técnicos são gerados, em especial a orientação e o sombreamento dos módulos, afetando diretamente a produção de energia elétrica dos mesmos. Assim, é proposto um método para analisar estes itens.

Na terceira etapa do projeto foi realizada a análise de viabilidade econômica para o sistema proposto, no qual foram realizadas várias análises de como tornar o sistema mais economicamente viável em comparação com um sistema fotovoltaico padrão instalado em um telhado. Através de uma gama de indicadores econômicos,

foi possível obter uma diversidade de cenários que podem vir a viabilizar ou inviabilizar o projeto.

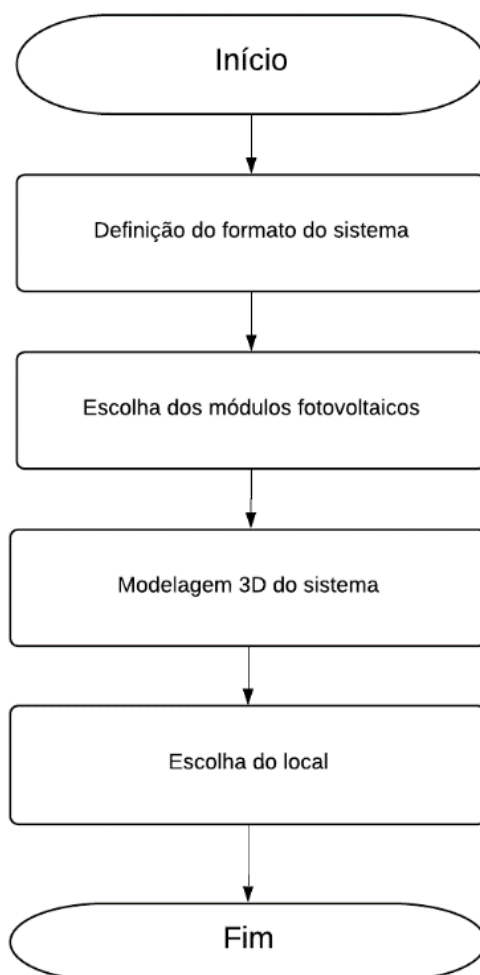
3.1 MÉTODOS UTILIZADOS

Nesta seção serão apresentados todos os métodos utilizados para a elaboração do trabalho proposto. O mesmo está dividindo em três etapas descritas anteriormente: Definição do arranjo e do local, Análise de Viabilidade Técnica e Análise de Viabilidade Econômica.

3.1.1 Metodologia da definição do arranjo e do local

Uma das referências desse trabalho foi a árvore solar implementada na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, com projeto de (BARBOSA 2014) e análises técnica e econômica de (GOUVEIA 2017). Baseado nos resultados esperados para estes projetos, optou-se por realizar um estudo semelhante, mas com um novo público alvo. O fluxograma para esta etapa do projeto está presente na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Fluxograma da Definição do Arranjo e Local do Sistema



Fonte: Autoria Própria

3.1.1.1 Definição do formato do sistema

Em busca de objetos que pudessem ser representados de forma harmônica à um parque, foram realizadas pesquisas de projetos sociais que fossem relevantes à fauna e à flora de Brasília.

Além disso, o sistema não poderia ser muito grande, de forma a não poluir a paisagem existente no parque e tornar o sistema mais palpável para as pessoas que venham a realizar as visitas.

3.1.1.2 Escolha dos módulos fotovoltaicos

Após a escolha de qual formato a ser projetado o SFV, se mostrou necessária a escolha de módulos fotovoltaicos que permitissem o projeto do arranjo mais fidedigno e em escala, visto que os módulos comerciais para sistemas *on-grid* atualmente possuem, aproximadamente, 2 metros de altura e 1 metro de comprimento.

Para isso, deveriam ser escolhidos módulos fotovoltaicos que servissem como pequenos blocos, se complementando eletricamente como um sistema fotovoltaico, mas visualmente como uma obra artística.

3.1.1.3 Modelagem 3D do sistema

Nesta etapa, utilizando o software *SketchUp*® e os resultados dos pontos anteriormente descritos, foi realizada a modelagem 3D da estrutura que receberá o sistema fotovoltaico. Utilizando este programa, ainda não foram alocados os módulos fotovoltaicos, mas apenas blocos atuando como *placeholders* (blocos que representam onde serão acoplados os módulos fotovoltaicos).

3.1.1.4 Escolha do Local

Como última parte desta etapa, se mostrou necessária a escolha do local para receber o projeto proposto. Algumas das características desejadas para o local são:

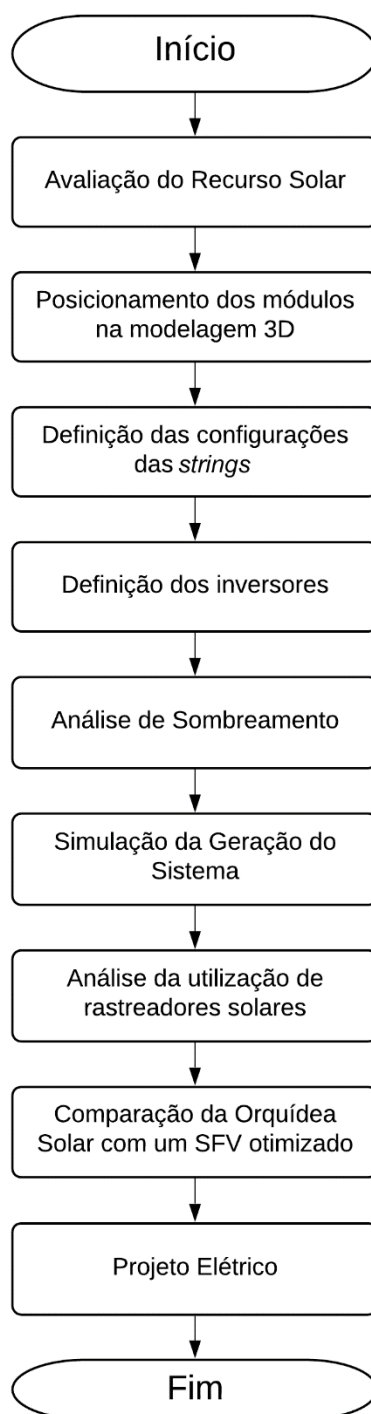
- Espaço físico para recebimento do sistema;
- Áreas com pouco sombreamento natural;
- Atividades voltadas à preservação ambiental;
- Alto fluxo de visitantes, com foco em crianças.

3.1.2 Análise de Viabilidade Técnica do Projeto

Esta é a etapa que possui a maior profundidade técnica do projeto. Desta forma, serão utilizados os conceitos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e também

de instalações elétrica anteriormente explicitados na revisão bibliográfica. Para a análise de viabilidade técnica do projeto, a Figura 3.2 apresenta o fluxograma de atividades.

Figura 3.2 - Fluxograma para a análise de viabilidade técnica



Fonte: Autoria Própria

3.1.2.1 Avaliação do Recurso Solar

Parte importante do processo de dimensionamento de um SFV é a avaliação do recurso solar. Existem vários métodos para a obtenção destes valores, como por exemplo fazer a avaliação *in loco* da radiação a partir de aparelhos como um piranômetro, o qual é capaz de realizar medidas de irradiação global. A Figura 3.3 exibe um dispositivo capaz de medir a irradiação global.

Figura 3.3 – Piranômetro



Fonte: Wikipedia Disponível em: pt.wikipedia.org/wiki/Piranômetro – Acesso em: 07 de novembro de 2019

Esses dispositivos, porém, precisam estar ligados por muito tempo para fornecer uma base de dados que possa ser utilizada com confiabilidade alta, além de normalmente necessitarem estar conectados a um *data logger*, dispositivo responsável por armazenamento de dados ao longo do tempo.

Uma segunda possibilidade seria a utilização de atlas solarimétricos como demonstrado na seção 2.5.2, porém esses valores se mostram disponíveis nas bases de dados dos principais *softwares* da área de energias renováveis, se tornando então, a forma utilizada para avaliação do recurso solar desse projeto.

3.1.2.2 Posicionamento dos módulos na modelagem 3D

Ao entrar no PVSol®, é possível importar um sistema 3D de outro *software*. Ao realizar essa importação, deve-se orientar a estrutura geograficamente para o ângulo

azimutal desejado. Em seguida, deve-se definir as áreas de instalação dos módulos de forma manual, para que o *software* assimile as áreas definidas pelo SketchUp® como telhados disponíveis para a instalação.

O próximo passo é escolher, dentro da base de dados do software, os módulos fotovoltaicos a serem utilizados no sistema, para que eles possam ser utilizados pelo PVSol®. Os módulos podem ser posicionados de forma manual ou cobrir automaticamente uma área selecionada, porém, como cada área delimitada no SketchUp® foi prevista para alocar apenas um módulo, essa função se torna pouco útil.

3.1.2.3 Definição da configuração das *strings*

Para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados com inclinações e azimutes padronizados, a configuração de *strings* se torna útil apenas para melhor equilibrar o sistema e não ultrapassar a máxima tensão de entrada do inversor. Para sistemas em telhados com inclinações ou azimutes diferentes, o bom dimensionamento dessas *strings* se mostra um parâmetro importante para o rendimento do sistema

Para o sistema desse projeto, as fileiras possuirão azimutes e inclinações variadas, dessa forma, é importante que estas estejam bem divididas para que o rendimento do sistema possua um desempenho sem muitas perdas. As *strings* serão divididas de modo a contemplar módulos com inclinações parecidas.

3.1.2.4 Definição dos inversores

Para o bom dimensionamento de um inversor, é necessário conhecer a característica dos módulos que possui. É necessário conhecer a potência total do seu sistema, em kWp, qual a tensão de cada um dos seus módulos e quantas entradas CC com rastreadores de MPPT o mesmo possui. Os inversores em geral, possuem uma capacidade de sobrecarga de até 20%, ou seja, é possível que a potência dos módulos fotovoltaicos seja até 20% maior que a potência nominal do inversor.

Além disso, para sistemas com várias direções, é preciso ter em mente que cada um deles receberá uma quantidade diferente de irradiação, provendo quantidades diferentes de tensão e posicionando cada módulo em locais diferentes

nas curvas $I - V$ e $P - V$. Em decorrência disso, o sistema com várias orientações pode possuir vários pontos de máxima potência, alguns locais, mas apenas um global, é necessário que as *strings* estejam bem divididas para que o inversor consiga encontrar o ponto de máxima potência global com alguma facilidade.

3.1.2.5 Estudo de Sombreamento Parcial

Para projetos de SFCR é fundamental que um bom estudo de sombreamento seja realizado a fim de, buscar soluções para o sistema ainda na etapa de projeto e também para melhor prever o funcionamento real desse sistema quando instalado.

O Software PVSol® possui um algoritmo de estudo de sombreamento, baseado na própria cena 3D, se tornando suficiente para a análise técnica desse trabalho.

3.1.2.6 Simulação da Geração do Sistema

Após a definição de todos os componentes do sistema, realização do estudo de sombreamento baseado na modelagem 3D no sistema, deve-se inserir os parâmetros de simulação do projeto. O principal objetivo desta etapa é a obtenção da geração de energia ao longo dos meses para o primeiro ano, a fim de que possa ser utilizada como referência para as próximas etapas do estudo.

3.1.2.7 Utilização de rastreadores solares

Nesta etapa do trabalho, avalia-se tecnicamente a utilização de rastreadores de sol. Uma solução viável para este projeto seria a utilização de rastreadores de sol de eixo único horizontal, de modo que o seu controlador estivesse ligado em um módulo central (com azimute = 0°) e seu eixo de rotação estivesse ligado na base da estrutura, permitindo que o sistema se mova em sua totalidade.

O Software PVSol® não permite a utilização de rastreadores de sol, sendo que assim, a validação do sistema será feita pelo Software PVsyst®. Já o software PVsyst® não permite uma análise de sombreamento do sistema, neste caso, a seguinte hipótese será feita: O ganho no desempenho de um módulo, independente do sombreamento, ao utilizar um Rastreador Solar, é linear. Deste modo, o seguinte algoritmo de simulação será realizado:

1. A inclinação e azimute de cada módulo serão obtidas pelo PVSol®;
2. Estes valores serão inseridos no PVsyst® como entradas de um sistema de orientação fixa com inversor apropriado.
3. São obtidos os valores mensais de geração de cada módulo em plano fixo.
4. Mantém-se a inclinação, mas altera-se a opção de plano fixo para Rastreador Solar em eixo horizontal, com variação angular de -60° a 60° .
5. São obtidos os valores mensais de geração para cada módulo com rastreador
6. Soma-se os valores de geração mensal de cada módulo, obtendo-se o valor mensal com e sem rastreador;
7. Calcula-se o ganho pelo rastreador de cada mês;
8. Aplica-se o fator de ganho mensal aos valores de geração considerando o sombreamento do software PVSol®;

Dessa forma, as limitações de ambos os softwares são superadas.

3.1.2.8. Comparação com um sistema fotovoltaico otimizado para a geração de energia

Obtendo os valores de geração do sistema para o caso 1 na seção 3.2.2.6 e para o caso 2 na seção 3.2.2.7, deve-se agora realizar a comparação com um sistema fotovoltaico otimizado para a geração de energia, definido como aquele sistema composto por módulos fotovoltaicos com inclinação e azimute ideais para a região de instalação. Além disso, este sistema não deve sofrer perda de rendimento por sombreamento, então deve-se evitar obstáculos físicos para a luz solar.

Para a criação de um sistema otimizado para a geração de energia será utilizado o próprio PVSol®, utilizando o modo 3D para criar um telhado e alocar os módulos fotovoltaicos, além de utilizar a configuração de inversores sugeridas pelo próprio software. Os módulos utilizados deverão ser os mesmos de modo a manter a potência do sistema e manter uma base coerente de comparação.

3.1.2.8 Projeto Elétrico

A última etapa da análise técnica é o projeto elétrico do sistema fotovoltaico. Neste ponto do trabalho, são dimensionados os condutores que realizarão as conexões das partes do sistema, além dos dispositivos de proteção das partes CC e CA, de modo a minimizar as perdas e garantir a segurança das instalações elétricas locais. Todos os estudos são baseados na ABNT NBR 5410, a norma técnica de instalações elétricas de baixa tensão vigente no momento deste estudo.

Para o dimensionamento dos condutores, serão utilizados os métodos de capacidade de corrente, queda de tensão e de seção mínima. Pelo método da capacidade de corrente, calcula-se a corrente nominal de projeto I_P , pela Equação 3.1

$$I_P = \frac{\text{Potência do Circuito}}{\text{Tensão de Alimentação}} \quad (3.1)$$

Com a corrente de projeto I_P , determina-se o valor da corrente de projeto corrigida I'_P por meio da Equação 3.2.

$$I'_P = \frac{I_P}{FC} \quad (3.2)$$

O FC, fator de correção, é dado pelo produto de quatro fatores k_1 , k_2 , k_3 e k_4 , onde,

k_1 é o fator de correção para temperatura e é utilizado quando a temperatura ambiente é diferente daquela para a qual a tabela da NBR 5410 foi estabelecida;

k_2 é o fator de correção para agrupamento de circuitos;

k_3 é o fator de correção de agrupamento de eletrodutos ao ar livre e

k_4 é o fator de correção de agrupamento de eletrodutos enterrados.

Com o valor da corrente de projeto corrigida I'_P , obtém-se um valor de seção na (ABNT 2004). Para o método da queda de tensão, calcula-se a seção a partir da Equação 3.3.

$$s = \frac{\rho \times I \times d}{V \times \Delta V} \quad (3.3)$$

Onde,

s é a seção do condutor em mm²

ρ é a resistividade do condutor;

I é a corrente do circuito em ampères;

d a distância do condutor em metros;

V a tensão de alimentação do circuito em Volts e;

ΔV é a queda de tensão admissível para o percurso.

Já para o método da seção mínima, a (ABNT 2004) estabelece um valor mínimo para o condutor baseado no tipo de circuito. Ao fim dos três métodos, seleciona-se a maior das três seções obtidas.

Para o dimensionamento dos disjuntores, o primeiro passo é a obtenção da corrente I_c, correspondente à capacidade de corrente do condutor escolhido segundo a norma. Ao multiplicar o valor de I_c pelos fatores de correção, obtém-se a corrente I_z. O valor de corrente do disjuntor, I_D, deve satisfazer a seguinte inequação 3.4.

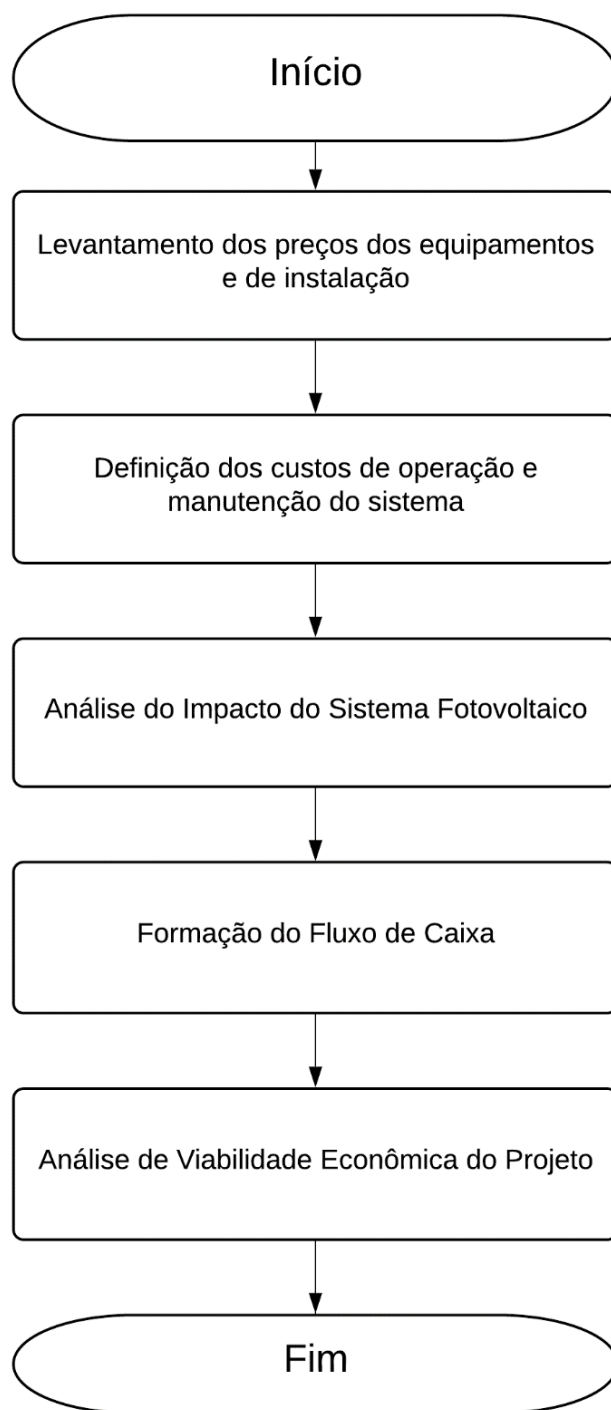
$$I_P \leq I_D \leq I_Z \quad (3.4)$$

Por fim, calcula-se a seção dos eletrodutos de modo que sua ocupação não seja superior a 40% e utiliza-se o AutoCAD® para desenho do diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.

3.1.3 Análise de Viabilidade Econômica do Projeto

Para a análise de viabilidade econômica do projeto, são utilizados como dados de entrada os custos do projeto e são obtidos como saídas, indicadores de viabilidade econômica. A partir de agora o sistema sem rastreador será chamado de caso 1, e o sistema com rastreador será chamado de caso 2. A Figura 3.4 apresenta o fluxograma da análise econômica.

Figura 3.4 - Fluxograma de análise de viabilidade econômica

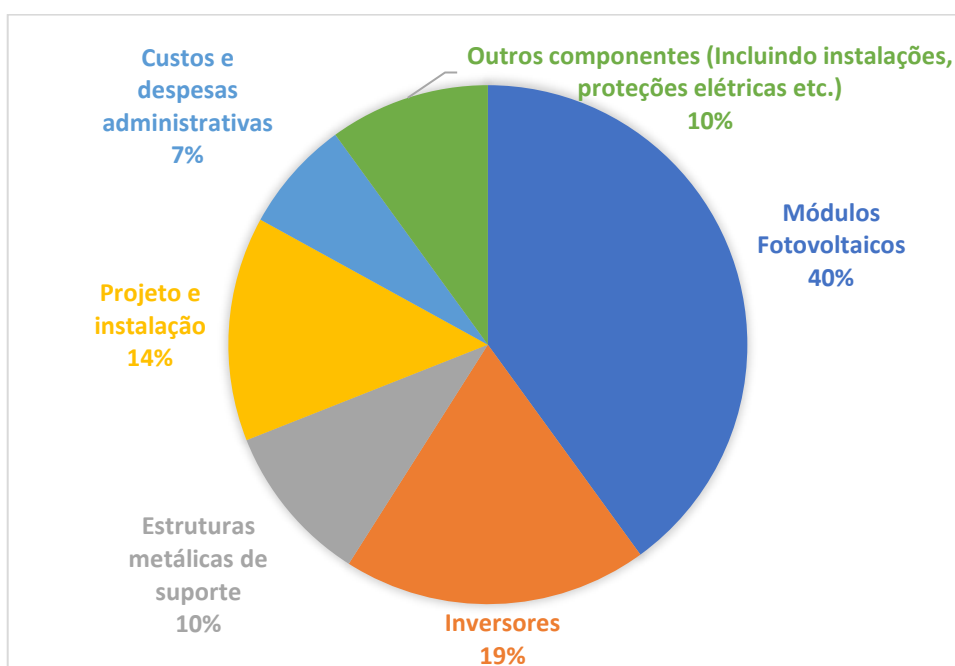


Fonte: Autoria própria

3.1.3.1 Levantamento dos preços dos equipamentos e de instalação

O preço de um sistema fotovoltaico é bastante relacionado à sua dimensão. Em 2019 o Instituto Ideal publicou um estudo que apresentou a composição de custos de um sistema fotovoltaico no mercado brasileiro, mostrando que a maior parte do valor pago em um projeto de SFV se deve aos módulos e inversores (40 e 19%, respectivamente) A Figura 3.5 apresenta essa composição de preços.

Figura 3.5 - Composição do custo de um Sistema Fotovoltaico



Fonte: (Instituto Ideal 2019)

Para a obtenção dos preços dos módulos fotovoltaicos e inversores foi utilizada a pesquisa na internet como fonte de dados, visto que o mercado está bastante estabelecido e a ampla concorrência evita disparidade muito grande nos preços. Já para as estruturas, projeto e instalação, outros componentes e custos e despesas administrativas, serão utilizadas as porcentagens do Instituto Ideal, dada a dificuldade em estimar tais valores.

3.1.3.2 Cálculo do investimento inicial

O cálculo do investimento inicial se dá pela soma dos custos dos equipamentos e da instalação. Vale ressaltar que serão obtidos dois custos iniciais, um para o caso 1 e outro para o caso 2, diferenciando-se apenas pelo custo do *kit* de rastreamento solar.

3.1.3.3 Custos de Operação e Manutenção

Existe mais um custo no projeto que não se enquadra como custo de equipamento ou de instalação. Para a manutenção de um sistema em perfeito funcionamento, é necessário o monitoramento de forma constante da geração do mesmo.

Os inversores possuem sistema de monitoramento da geração fotovoltaica instantânea, permitindo também análise para cada dia, mês ou ano. Esse monitoramento pode ser feito por qualquer pessoa, mesmo sem conhecimento em engenharia elétrica, porém, é interessante uma pessoa responsável pela avaliação periódica desses dados que seja capaz de operar o sistema fotovoltaico. Para a estimativa do custo de O&M será utilizado o estudo da (EPE 2012), onde os valores são uma fração do custo inicial do projeto.

3.1.3.4 Análise da Geração do Sistema

Sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração distribuída, ao contrário de outros tipos de investimento, não possuem as entradas do fluxo de caixa em dinheiro, e sim, em economia na fatura de energia. Para uma boa construção do fluxo de caixa, é necessário fazer uma boa previsão da geração do sistema e, multiplicando pela tarifa de energia, obter as receitas do fluxo de caixa do sistema ao longo da vida útil do projeto.

3.1.3.5 Formação do Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é uma ferramenta muito utilizada em análises de viabilidade econômica de projetos. Ela fornece uma apresentação visual de como um investimento se comporta ao longo de um tempo delimitado.

É necessário saber, além das entradas e saídas do sistema, o tempo de vida útil do projeto, o valor da tarifa de energia elétrica e a taxa de desconto a ser considerada. Além disso, é importante saber a vida útil de todos os equipamentos utilizados no sistema, a fim de representar possíveis trocas ao longo do tempo de vida de um projeto.

3.1.3.6 Análise de Viabilidade Econômica do projeto

Para a avaliação da viabilidade econômica de um projeto, serão utilizados quatro indicadores de análise financeira: O Valor Presente Líquido (VPL), o *payback* descontado, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Custo normalizado de energia (LCOE). A descrição e a forma de obtenção desses indicadores são descritas abaixo.

3.1.3.6.1 Valor Presente Líquido

Para se explicar o funcionamento do VPL, deve-se primeiro expor os conceitos de valor futuro (VF) e valor presente (VP).

Valor futuro se refere ao montante que um investimento atingirá ao longo de certo período de tempo a uma determinada taxa de juros (ROSS, WESTERFIELD e JORDAN 2013). A Equação 3.5 apresenta a fórmula para o valor futuro.

$$VF_n = VP \times (1 + r)^n \quad (3.5)$$

Em que,

- VF_n : Valor Futuro no período n ;
- VP: Valor Presente do investimento;
- r : taxa de desconto e;

- n: número de períodos contábeis entre o valor presente e o futuro.

De forma equivalente, o Valor Presente se refere ao montante de fluxos de caixas futuros descontados à taxa de juros apropriada (ROSS, WESTERFIELD e JORDAN 2013). Valor presente é uma ferramenta bastante utilizada em análise de investimentos, visto que apresenta o valor do seu investimento futuro no tempo presente. A Equação 3.6 apresenta a fórmula para o valor presente.

$$VP = \frac{VF_n}{(1+r)^n} \quad (3.6)$$

Onde,

- VP: Valor Presente do investimento;
- VF_n : Valor Futuro no período n;
- r: taxa de desconto e;
- n: número de períodos contábeis entre o valor presente e o futuro.

Valor presente líquido (VPL) é uma medida do valor que é criado ou agregado hoje por um investimento que será feito (ROSS, WESTERFIELD e JORDAN 2013). De forma simplificada, o VPL corresponde ao somatório de todos os períodos de um fluxo de caixa em valor presente, de modo que apresente no momento da análise do investimento se este é viável. A Equação 3.7 apresenta a fórmula utilizada para calcular o VPL.

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{VF_n}{(1+r)^n} \quad (3.7)$$

Lembrando que o valor VF_n corresponde ao valor do fluxo de caixa daquele ano, representado pela subtração de uma receita por uma despesa. A análise do VPL é dada pelas três situações abaixo:

- $VPL < 0$: As receitas não superam os investimentos realizados;
- $VPL = 0$: Os investimentos se igualam às receitas;
- $VPL > 0$: As receitas superam os investimentos.

3.1.3.6.2 *Payback Descontado*

De maneira matemática, o *payback* descontado é dado pelo valor de n que torna o valor do VPL igual a 0.

$$\sum_{n=0}^N \frac{VF_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (3.8)$$

Para fazer uma melhor análise do *payback*, é recomendável isolar o primeiro termo ($n = 0$) do somatório, valor que corresponde ao investimento inicial e não é afetado pela taxa de juros, de modo que:

$$-I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{VF_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (3.9)$$

Ou seja,

$$\sum_{n=1}^N \frac{VF_n}{(1+r)^n} = I_0 \quad (3.10)$$

Onde I_0 corresponde ao investimento inicial no período $n = 0$ do projeto.

O *payback* de um projeto é o indicador de quanto tempo o projeto leva para recuperar os investimentos. Dessa forma, quanto menor o *payback*, mais atrativo é o investimento e mais rápido o projeto começa a gerar retorno.

3.1.3.6.3 *Taxa Interna de Retorno*

Um terceiro indicador de viabilidade econômica de um projeto é a TIR (Taxa Interna de Retorno). A TIR sobre um investimento é o retorno exigido que resulta em

um VPL zero quando ela é usada como a taxa de desconto (ROSS, WESTERFIELD e JORDAN 2013). De maneira a matemática, a TIR é o valor da taxa r que zera o VPL.

Dentro de um projeto a análise da TIR se dá pela comparação com a TMA (Taxa Mínima de Atratividade). A TMA é a taxa mínima que um investidor deseja obter como retorno de seu investimento e pode ser estimada de várias maneiras. Para este projeto, será utilizada a taxa de juros de longo prazo (TJLP). Caso a TIR seja superior à TMA, o projeto se torna economicamente atrativo.

3.1.3.6.4 *Levelized Cost of Energy*

Todos os indicadores anteriormente citados se baseiam em formas de avaliar qualquer tipo de investimento de forma bastante abrangente. Porém, o setor elétrico necessita de indicadores que sejam capazes de comparar os investimentos dentro de uma mesma base. A metodologia LCOE, *Levelized Cost of Energy*, avalia o custo em kWh de todas as despesas de uma planta de geração ao longo de sua vida útil. Dessa forma, é possível comparar o preço de um projeto de geração de energia em comparação com outras fontes, ajudando na tomada de decisões de um investimento de geração de energia elétrica.

A Equação 3.11 apresenta a formula matemática para o cálculo da LCOE.

$$\frac{\sum_{n=0}^N \frac{(I_n + M_n + F_n)}{(1 + r)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{E_n}{(1 + r)^n}} \quad (3.11)$$

Onde,

- I_n : Investimento fixo no período n ;
- M_n : Custo de Operação e manutenção no período n ;
- F_n : Custo de combustíveis no período n ;
- E_n : Energia gerada no período n ;
- n : Período atual;
- N : Número de períodos da vida útil do projeto e
- r : Taxa de desconto.

3.2 MATERIAIS UTILIZADOS

Nesta seção tem como objetivo descrever todos os materiais utilizados na elaboração deste trabalho. Ressalta-se que todos os materiais utilizados neste trabalho são na verdade ferramentas computacionais.

3.2.1 SketchUp®

O SketchUp® é uma ferramenta de modelagem em 3D bastante utilizada em projetos de engenharia, arquitetura e *design*, quando necessária uma visualização do sistema pelos mais diferentes ângulos.

Para este projeto, a ferramenta permitiu que a concepção do projeto fosse muito mais visual do que estritamente técnica, foi possível uma perfeita harmonização do sistema proposto a partir de blocos que se assemelhassem aos módulos fotovoltaicos que seriam utilizados futuramente.

Apesar de possuir geolocalização e estudo de sombreamento bastante otimizado, estas ferramentas não foram utilizadas neste software, visto que seriam utilizadas futuramente em um *software* com o modelo 3D criado pelo SketchUp®.

3.2.2 PVSol®

O PVSol® é uma ferramenta de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos bastante utilizada no mercado. Sua principal vantagem em relação aos outros softwares do ramo é sua compatibilidade com modelos 3D, sejam eles criados no próprio programa ou importados de um software de modelagem 3D, como o SketchUp®.

Além de tudo, o PVSol® oferece muita liberdade ao projetista no que se refere à formação de *strings* de um sistema fotovoltaico, permitindo que os inversores e módulos possam ser manipulados de forma independente. O estudo de sombreamento realizado por este programa é bastante otimizado e permite uma visualização em 3D dos módulos que seriam mais prejudicados por este.

3.2.3 Meteonorm®

O Meteonorm® é uma ferramenta que permite o acesso aos dados climáticos de qualquer local da Terra. Uma das maiores necessidades no dimensionamento de um sistema fotovoltaico é a irradiação local, sendo este o objetivo da utilização deste programa neste trabalho.

3.2.4 AutoCAD®

O AutoCAD® é um programa de *design* auxiliado por computador (*Computer Aided Design*) distribuído pela empresa Autodesk. Bastante utilizado nas áreas de engenharia e arquitetura para criar desenhos técnicos de alta precisão.

Neste projeto o AutoCAD® foi utilizado para elaborar o diagrama unifilar em correntes continua e alternada do projeto elétrico do sistema fotovoltaico proposto.

3.2.5 Microsoft Excel®

O Excel® é um software bastante utilizado para edição de planilhas e tabelas do pacote Office da Microsoft®. Bastante utilizado para a criação de gráficos em trabalhos científicos, o Excel® foi bastante utilizado nesse projeto na etapa de análise de viabilidade econômica do projeto, permitindo analisar o resultado financeiro a partir de cada variação das entradas do sistema.

3.2.6 PVsyst®

Um dos mais difundidos *softwares* na área de energia solar fotovoltaica, o PVsyst® teve um papel importante neste trabalho de determinação do ganho a partir de rastreadores solares, limitação presente no PVSol®.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo visa apresentar os resultados obtidos para o projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede proposto.

4.1 RESULTADOS DA DEFINIÇÃO DO ARRANJO E DO LOCAL DO PROJETO

4.1.1 Definição do formato do sistema

Uma das referências deste trabalho é a *Smart Flower*, apresentada na seção 2.6, porém, um grande empecilho para um projeto dessa dimensão ainda é econômico: Esse produto é acessível apenas por importação em moeda europeia, aumentando bastante o valor para um projeto socioambiental.

Uma segunda inspiração para o projeto é a árvore solar da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. Apesar de utilizar módulos em inclinações variadas, foi possível montar um sistema fotovoltaico utilizando apenas os módulos tradicionais, facilitando a adaptação deste projeto.

Unindo as duas referências acima, definiu-se então o escopo deste projeto: um sistema em formato de flor, com baixo custo de implementação, utilizando os equipamentos tradicionais de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Como modelo de flor, escolheu-se a espécie *Cattleya Walkeriana*, uma orquídea nativa do cerrado. Por não ser considerado um patrimônio nacional, desmatamento do bioma cerrado ocorre de maneira muito rápida, fazendo com que várias espécies nativas desse bioma sofram risco de extinção.

Em 2010, um projeto de reflorestamento da *Cattleya Walkeriana* levou à plantação de cerca de duas mil mudas da orquídea pelas quadras de Brasília e oito mil no Parque da Cidade Sarah Kubitschek¹. A Figura 4.3 exibe a *Cattleya Walkeriana*.

¹ Orquídeas embelezarão a cidade – Correio Braziliense -
https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/cidades/2010/06/08/interna_cidadesdf,196569/orquideas-embelezarao-a-cidade.shtml – Acesso em 20/11/2019

Figura 4.1 – Orquídea *Cattleya Walkeriana*



Fonte: Site Orquídea Online – Disponível em: <https://www.orquideaonline.com.br/> -

Acesso em: 08 de novembro de 2019

Definiu-se então que a orquídea cumpria todos os pré-requisitos estabelecidos para a definição do arranjo do projeto, dada sua ligação com o bioma do cerrado, sua capacidade de se adequar bem à paisagem de um parque e por ser capaz de ser representada por um sistema menor e palpável aos visitantes.

4.1.2 Escolha dos Módulos Fotovoltaicos

Dados os padrões retangulares dos módulos fotovoltaicos, representar um objeto bastante irregular é um grande desafio. Deste modo, escolheu-se utilizar módulos que possibilitassem ser combinados a fim de formar as pétalas da orquídea.

Foram escolhidos dois módulos para este projeto, ambos da marca Yingli®, sendo um de formato quase quadrangular (YL060P 17b 2/5) e um de formato retangular (YL170P). As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam as características dos módulos fotovoltaicos escolhidos.

Tabela 4.1 - Dados elétricos do módulo YL060P

Yingli Solar YL060P	
Potência	60 W
Tensão em circuito aberto (V_{OC})	22,9 V
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	3,44 A
Tensão de Máxima Potência (V_{MP})	18,5 V
Corrente de Máxima Potência (I_{MP})	3,25 A
Eficiência	13,5%
Dimensões	(660 x 630 x 30) mm

Fonte: Datasheet Yingli Solar YL060P

Tabela 4.2 - Dados elétricos do módulo YL170P

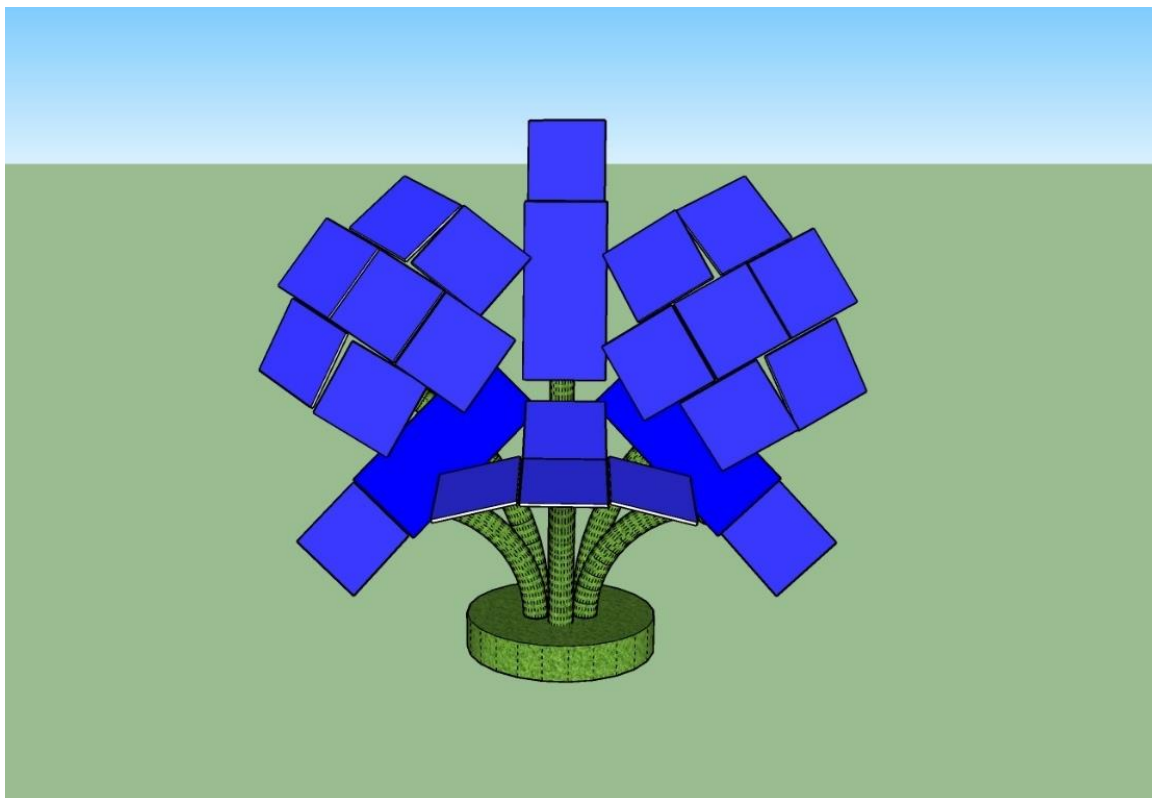
Yingli Solar YL170P	
Potência	170 W
Tensão em circuito aberto (V_{OC})	29 V
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	8,1 A
Tensão de Máxima Potência (V_{MP})	23 V
Corrente de Máxima Potência (I_{MP})	7,39 A
Eficiência	13,1%
Dimensões	(1470 x 690 x 30) mm

Fonte: Datasheet Yingli Solar YL170P

4.1.3 Modelagem 3D do sistema

Para realizar a modelagem 3D, foi utilizado o software SketchUp®. Foram utilizadas as ferramentas *Shapes*, *Push/Pull*, *Move* e *Rotate*, a fim de criar os blocos que representariam os módulos fotovoltaicos com as medidas apropriadas. O desenho final é apresentado na Figura 4.2.

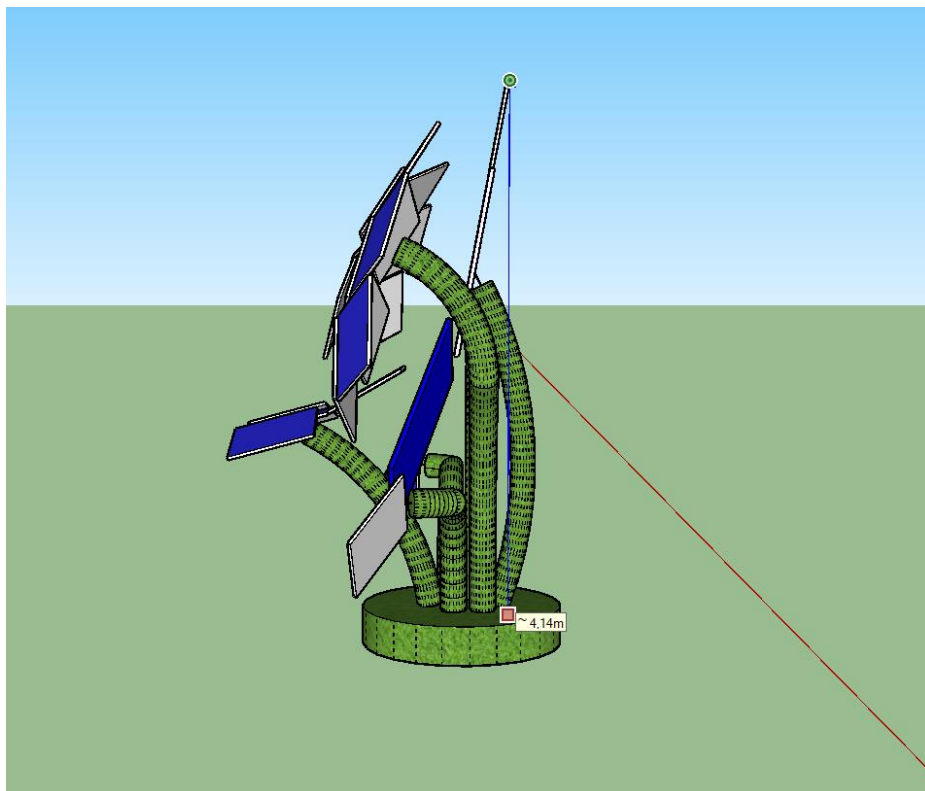
Figura 4.2 - Configuração Final dos Módulos



Fonte: Autoria Própria

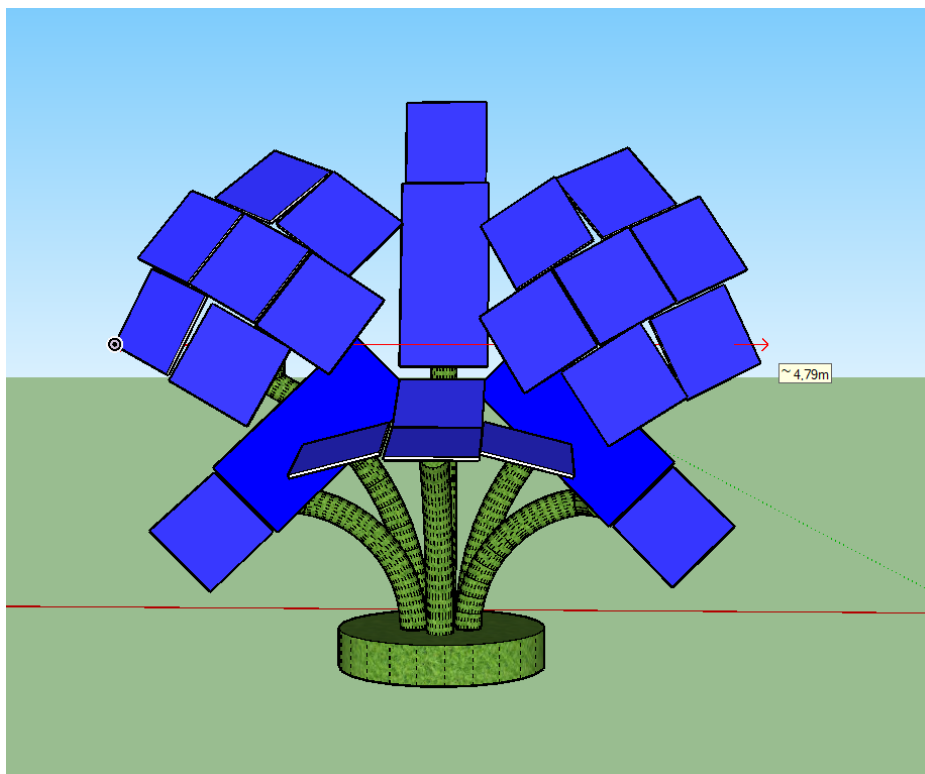
Em relação às dimensões do sistema, vale ressaltar que a proposição da estrutura de fixação não é um dos escopos deste trabalho, então todas as dimensões da Orquídea Solar serão dadas apenas pela disposição espacial dos módulos. As Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 apresentam as dimensões físicas de forma visual.

Figura 4.3 - Altura do conjunto



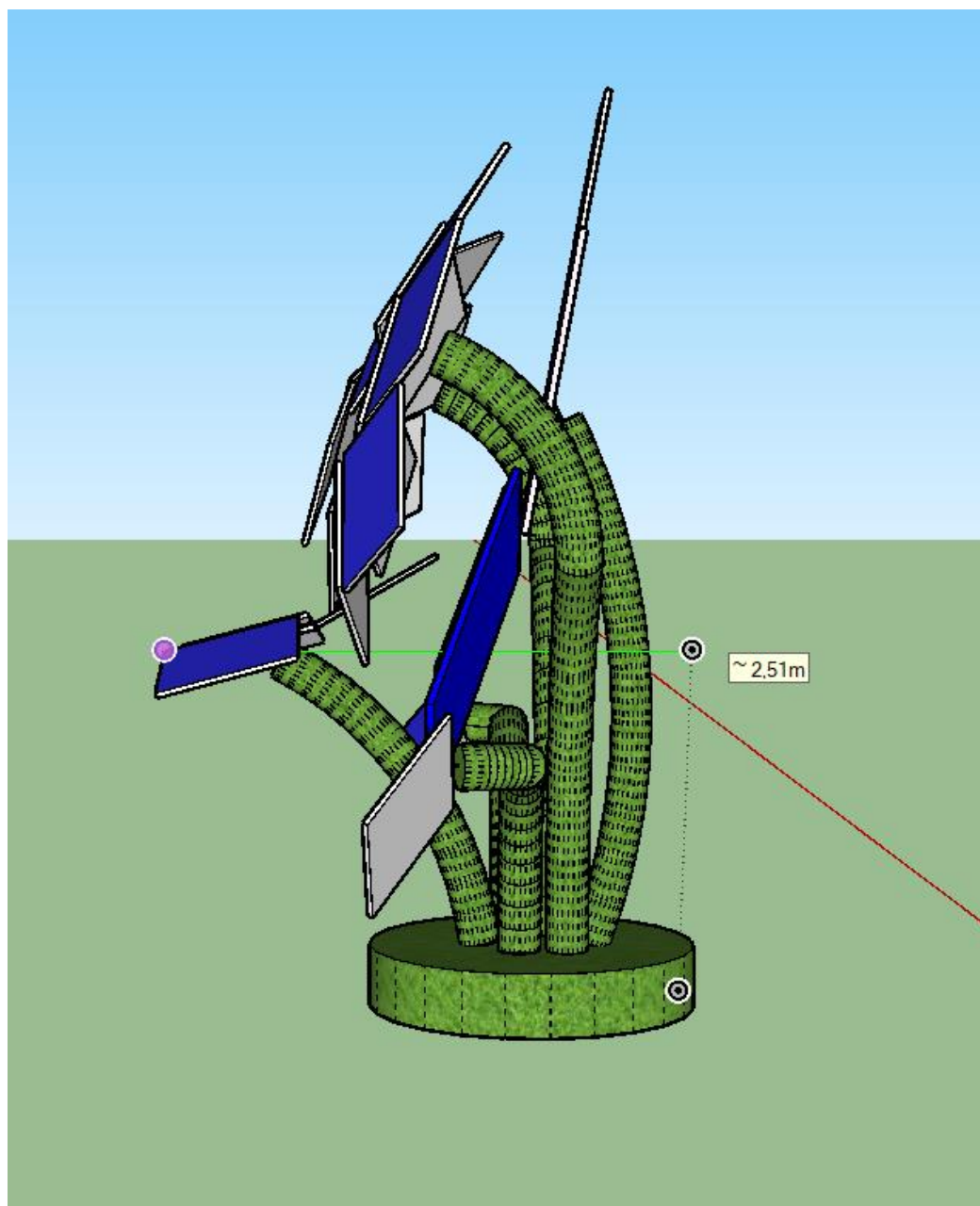
Fonte: Autoria Própria

Figura 4.4 - Largura do conjunto



Fonte: Autoria Própria

Figura 4.5 - Profundidade do conjunto



Fonte: Autoria Própria

A Tabela 4.3 resume as dimensões do sistema anteriormente expostas.

Tabela 4.3 - Dimensões da Orquídea Solar

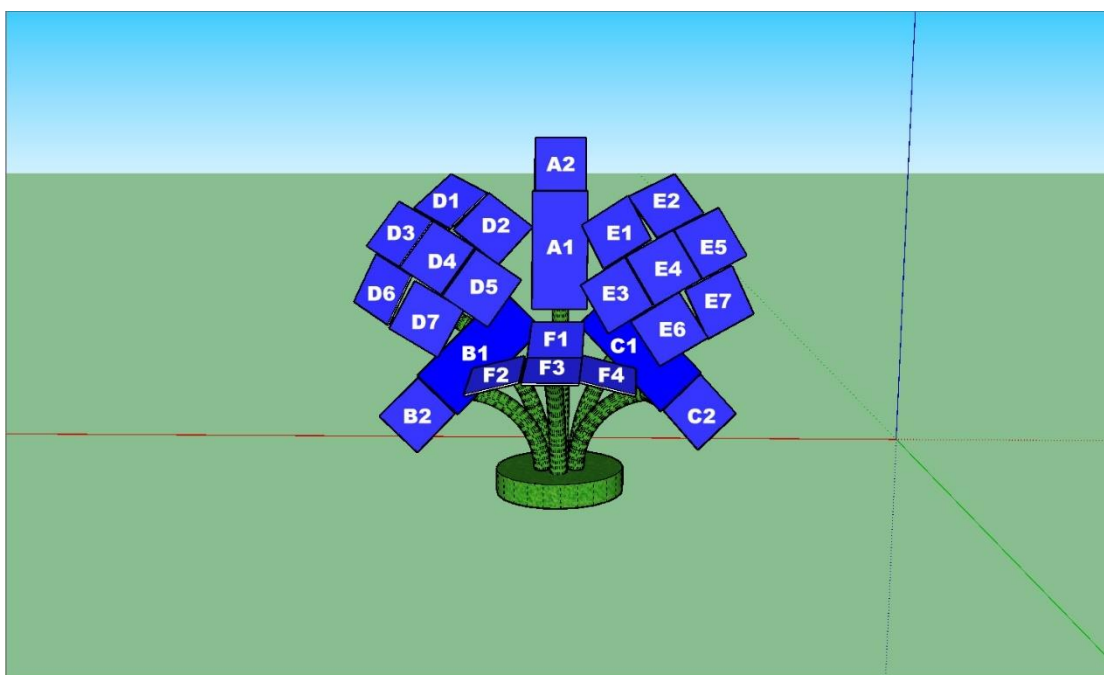
Dimensão	Comprimento
Altura	4,14 metros
Largura	4,79 metros
Profundidade	2,51 metros

Fonte: Autoria Própria

Dadas as dimensões do sistema, cumpriu-se o pré-requisito de se tornar um projeto palpável, alguns dos módulos estarão a uma altura de 1,10 metro, possibilitando a visualização para crianças acima de 6 anos de idade, segundo estudo da (COSEMSPB 2013).

A Tabela 4.4 apresenta os ângulos de inclinação e azimute de cada um dos módulos fotovoltaicos inseridos no projeto. Em primeiro lugar, os módulos devem ser apresentados graficamente a fim de facilitar o entendimento. As pétalas são representadas pelas letras, enquanto os módulos dentro dessa são representados por números. A Figura 4.6 apresenta a numeração dos módulos fotovoltaicos.

Figura 4.6 – Numeração dos módulos fotovoltaicos



Fonte: SketchUp® (modificada)

Tabela 4.4 – Resumo das orientações dos módulos

Pétala	Módulo	Potência (W)	Azimute (°)	Inclinação (°)
A	1	170	0	79
	2	60	0	79
B	1	170	-11	80
	2	60	-22	69
C	1	170	11	80
	2	60	22	69
D	1	60	19	45
	2	60	-12	62
	3	60	27	59
	4	60	12	66
	5	60	-2	73
	6	60	33	73
	7	60	6	86
E	1	60	22	70
	2	60	-7	56
	3	60	16	85
	4	60	0	75
	5	60	-14	68
	6	60	6	86
	7	60	-21	82
F	1	60	0	30
	2	60	46	21
	3	60	0	15
	4	60	-46	21
Total		1.770		

Fonte: Autoria Própria

A potência total do sistema é de 1,77 kWp, se encaixando na classificação de microgeração.

4.1.4 Escolha do Local

Com o sistema fisicamente dimensionado, se mostrou necessária a escolha de um local para sua implementação. A primeira característica desejada era a capacidade física de instalação do projeto, ou seja, que o sistema fosse instalado em algum local com espaços vazios e pouco sombreamento, inicialmente já se consideram-se os parques de Brasília. Segundo o Guia de Parques do Distrito Federal (IBRAM 2013), Brasília conta com 33 parques, alguns com alto fluxo de visitantes e alguns com atividades voltadas à preservação ambiental. O único parque que unia as duas características de forma bastante evidente era o Jardim Botânico de Brasília.

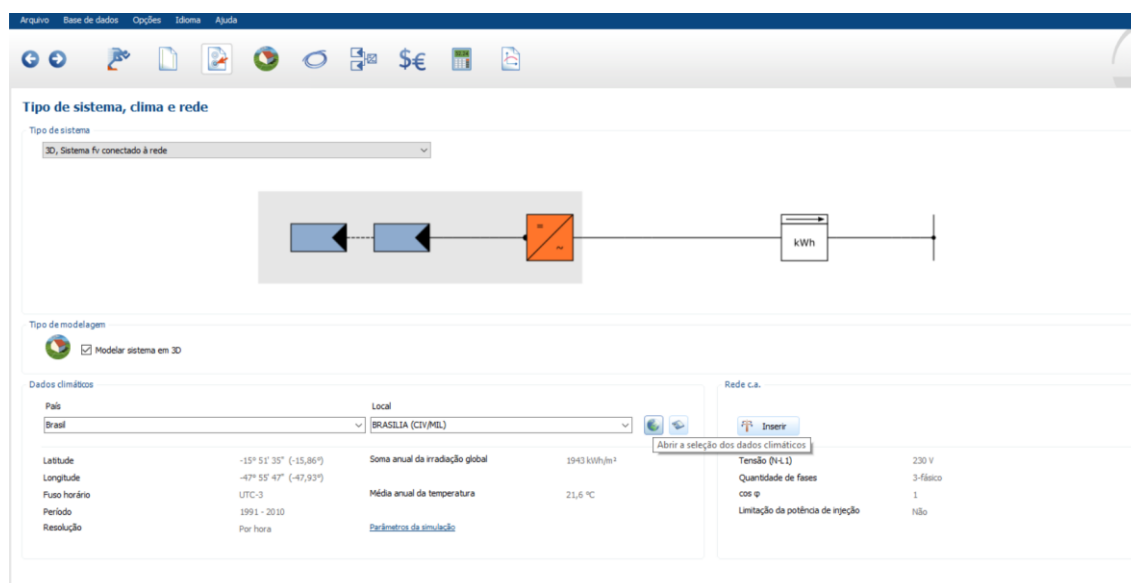
A partir de contatos com a equipe do JBB, obteve-se a informação de que energia não era uma das pautas das visitas guiadas, que contavam com informações sobre a flora, a fauna, a poluição e o plantio de alimentos. Foi encontrado, em visita técnica, um local onde o sistema seria implementado a fim de participar do circuito básico da visita guiada, além de ficar próximo a um dos quadros de baixa tensão e não apresentar sombreamento notável durante os períodos da manhã e da tarde.

4.2 RESULTADOS DA ANÁLISE TÉCNICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.2.1 Avaliação do Recurso Solar

Para a obtenção do recurso solar, primeiro deve-se avaliar qual a base de dados climáticos que o *software* de simulação para sistemas fotovoltaicos utiliza, para este trabalho, o PVSol®. Na aba Tipo de Sistema, clima e rede, existe um campo para a seleção dos dados climáticos, exibido na Figura 4.7.

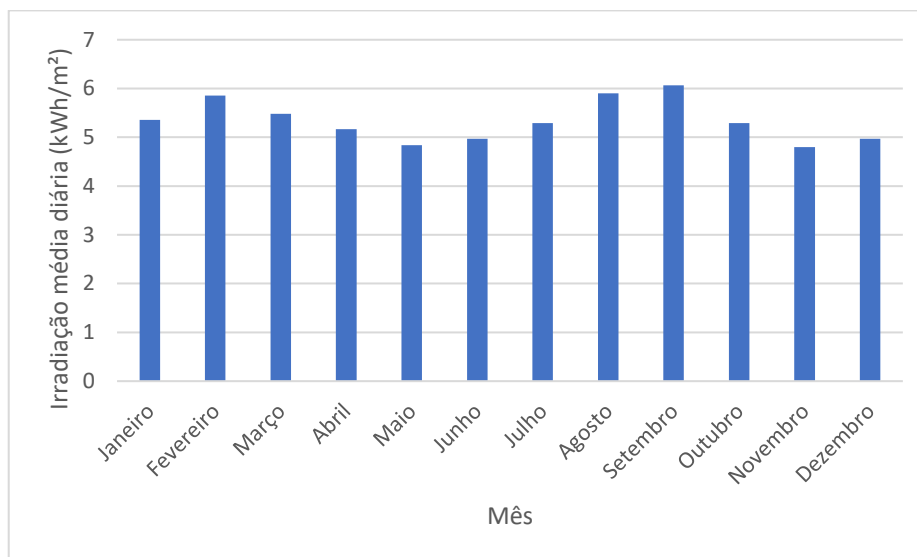
Figura 4.7 - Aba de Seleção dos Dados Climáticos



Fonte: PVSol®

Para este projeto, a base de dados utilizada é a Meteonorm 7.2c3, com irradiação global anual de 1945 kWh/m². O passo a passo da obtenção dos dados pelo *software* Meteonorm® estão apresentados no apêndice deste trabalho. Os valores obtidos foram trabalhados no Excel® e apresentados na Figura 4.8.

Figura 4.8 - Irradiação média diária

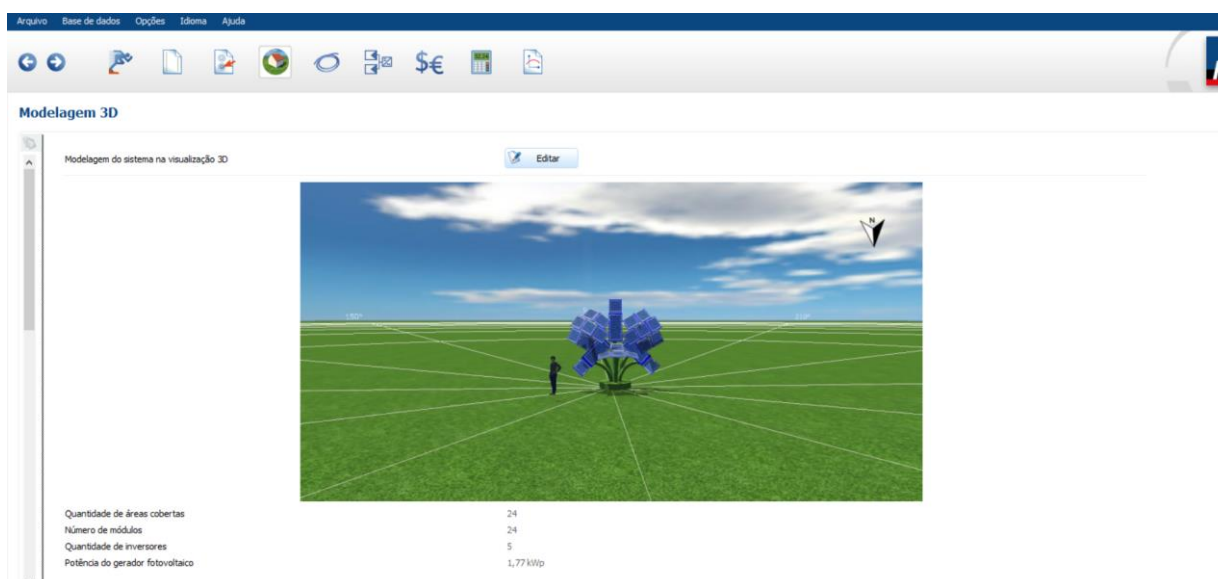


Fonte: Base de Dados Meteonorm

4.2.2 Posicionamento dos módulos na modelagem 3D

Nesta etapa são detalhados os passos necessários para a configuração dos módulos fotovoltaicos no PVSol®. Na aba Modelagem 3D, clica-se no botão Editar. A Figura 4.9 apresenta a aba de modelagem 3D.

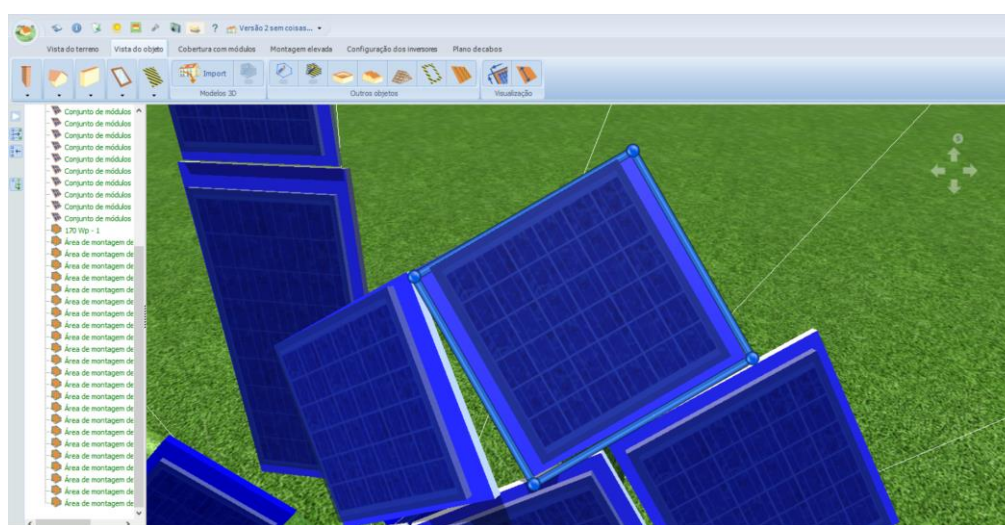
Figura 4.9 – Aba Modelagem 3D do PVSol®



Fonte: PVSol®

Em seguida, uma visão em 3D de um plano aberto é apresentada, ao utilizar o botão *Import*, é possível utilizar o modelo criado no SketchUp® anteriormente. Além disso é possível selecionar uma escala para o projeto. Por questões práticas, se mostrou necessária a aplicação de uma escala de 1,1:1 para que o software permitisse a perfeita alocação dos módulos. Na aba Vista do Objeto deve-se selecionar manualmente as áreas de montagem onde serão instalados os módulos fotovoltaicos, como exibido na Figura 4.10.

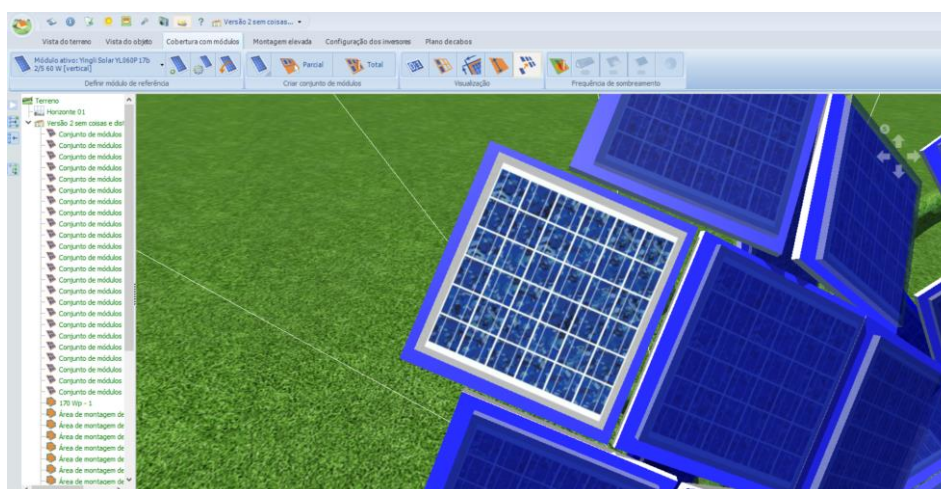
Figura 4.10 - Definição das áreas de montagem



Fonte: PVSol®

A seguir, a aba Cobertura com módulos permite o posicionamento dos módulos nas áreas de montagem anteriormente definidas. A Figura 4.11 apresenta esta etapa.

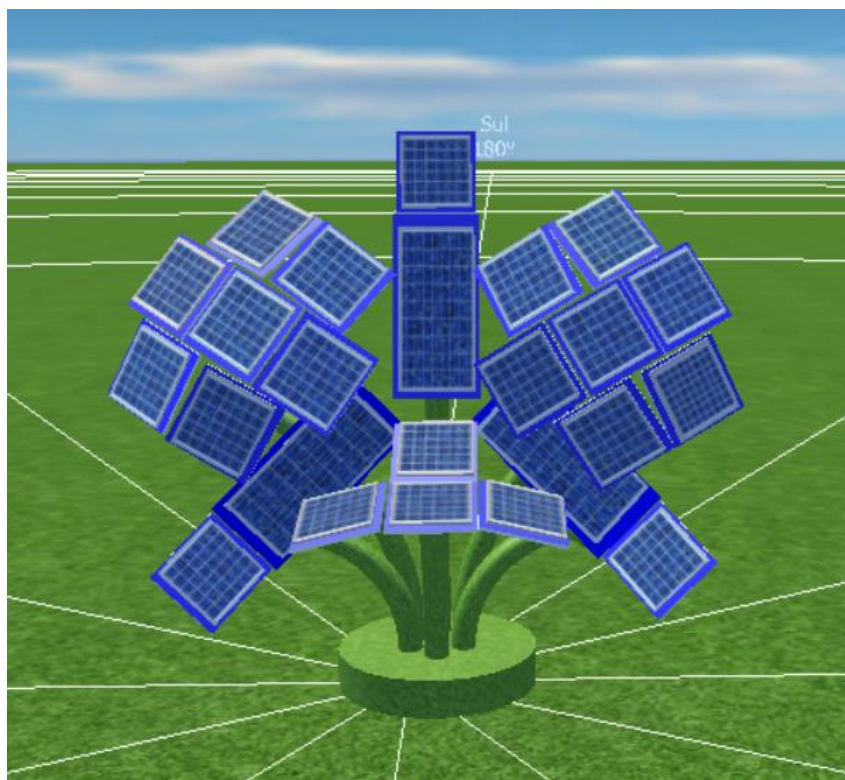
Figura 4.11 - Cobertura com módulos



Fonte: PVSol®

A Figura 4.12 exibe o sistema com os módulos posicionados no *software* PVSol®.

Figura 4.12 - Posicionamento de módulos do sistema fotovoltaico



Fonte: Autoria Própria

4.2.3 Definição da configuração das *strings*

Apesar da separação por pétala apresentada na Tabela 4.4, esta ainda não corresponde à configuração desejada para as *strings*. Conforme explicado anteriormente, a orientação dos módulos altera a quantidade de luz recebida por este, o que consequentemente altera a quantidade de tensão gerada por essa. A fim de evitar grandes variações e que os módulos com as melhores orientações tenham desempenho semelhante aos dos módulos com as orientações menos desejadas.

Vale ressaltar que uma forma de definir a melhor inclinação para um módulo fotovoltaico é pela sua latitude, conforme a Tabela 4.5. Apesar disso, o objetivo desse projeto não é a máxima geração, e sim, a otimização de um sistema que tem como objetivo primário a disseminação do conhecimento em fontes renováveis de energia.

Deste modo, as *strings* foram divididas por faixa de inclinação, sendo estas apresentadas na Tabela 4.6

Tabela 4.5 – Determinação da inclinação pela latitude

Latitude Geográfica do Local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	10°
11° a 20°	Igual à latitude
21° a 30°	Latitude + 5°
31° a 40°	Latitude + 10°
41° ou mais	Latitude + 15°

Fonte: (VILLALVA 2015)

Tabela 4.6 – Definição das *strings* pela faixa de inclinação

Faixa de inclinação	String	Módulo	Inclinação (°)
0° a 30°	1	F3	15
		F2	21
		F4	21
		F1	30
31° a 69°	2	D1	45
		E2	56
		D3	59
		D2	62
		D4	66
		E5	68
		B2	69
		C2	69
70° a 79°	3	E1	70
		D5	73
		D6	73
		E4	75
79°* a 80°	4	A2	79
		A1	79
		B1	80
81° a 90°	5	C1	80
		E7	82
		E3	85
		D7	86
		E6	86

Fonte: Autoria Própria

*Módulo A1 separado da *string* 3 para que a *string* 4 mantenha um padrão estético.

4.2.4 Definição dos inversores

Após a definição das *strings*, a próxima etapa é a definição dos inversores. Dada as baixas potências dos módulos, a utilização de inversores centrais se torna completamente inviável. Além disso, a maioria dos inversores comerciais de baixa potência possuem um baixo número de MPPTs, diminuindo a potência máxima que o gerador pode atingir.

Uma forma de contornar essa situação é pela utilização de microinversores. Estes dispositivos geralmente possuem baixas potências e são ligados de forma individual aos módulos fotovoltaicos. Como os módulos comerciais da atualidade possuem potências de pico entre 330 Wp e 415 Wp, por isso, os microinversores tendem a acompanhar tal faixa de potência. Desse modo, será necessário ligar vários módulos em cada um dos microinversores, tais quais foram definidos anteriormente.

Para este projeto, foram selecionados os modelos de inversores MI-250 e MI-500 da Hoymiles, as características elétricas destes equipamentos são apresentadas na Tabela 4.7

Tabela 4.7 – Dados elétricos dos microinversores

Modelo	MI-250	MI-500
Potência Nominal	250 W	500 W
Faixa de tensão MPPT	27 V – 48 V	27 – 48 V
Faixa de tensão de operação	16 V – 60 V	16 V – 60 V
Corrente máxima de entrada	10,5 A	10,5 A
Fator de potência	> 0,99	> 0,99
Faixa de frequência CA	57 – 62,5 Hz	57 – 62,5 Hz
Rendimento	96,7%	96,7

Fonte: Hoymiles® – Disponível em: [http://www.hoymiles.com.br/250W-Solar-PV-](http://www.hoymiles.com.br/250W-Solar-PV-Microinverter.php)

[Microinverter.php](http://www.hoymiles.com.br/250W-Solar-PV-Microinverter.php) – Acesso em: 13/11/2019

Define-se, primeiramente, o conceito de Fator de Dimensionamento, dado pela razão entre a potência do gerador pela potência nominal de cada inversor. Vale ressaltar que os inversores aceitam fatores de dimensionamento entre 80% e 120%. A Tabela 4.8 apresenta a potência de cada uma das *strings*, o seu inversor e o seu fator de dimensionamento.

Tabela 4.8 – Fator de dimensionamento dos inversores

String	Potência da string (Wp)	Potência do inversor (W)	Fator de dimensionamento
1	240	250	96%
2	480	500	96%
3	300	250	120%
4	510	500	102%
5	240	250	96%

Fonte: Autoria Própria

Desta forma, todos os inversores estão dentro da margem estipulada.

4.2.5 Análise de sombreamento

Apesar de a localização da implementação do projeto não possuir qualquer sombra aparente, a própria estrutura gera sombreamento nos módulos, tornando os sistemas que ficam na parte anterior do arranjo bastante ineficientes. Por questões estéticas, estes módulos continuarão no sistema, mas o seu impacto na geração do conjunto será quase nulo. A frequência de sombreamento de cada um dos módulos ao período de um ano é apresentada na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Frequência de sombreamento dos módulos

Inversor	Módulo	Frequência de sombreamento
1	F3	3,60%
	F2	5,60%
	F4	0,90%
	F1	25,1%
2	D1	0,00%
	E2	0,00%
	D3	0,00%
	D2	0,00%
	D4	0,00%
	E5	0,00%
	B2	45,2%
	C2	42,9%
3	E1	0,80%
	D5	0,00%
	D6	0,00%
	E4	0,00%
4	A2	0,00%
	A1	28,5%
	B1	64,6%

	C1	76,6%
5	E7	0,00%
	E3	3,70%
	D7	0,00%
	E6	0,00%

Fonte: PVSol®

4.2.6 Simulação da Geração do Sistema

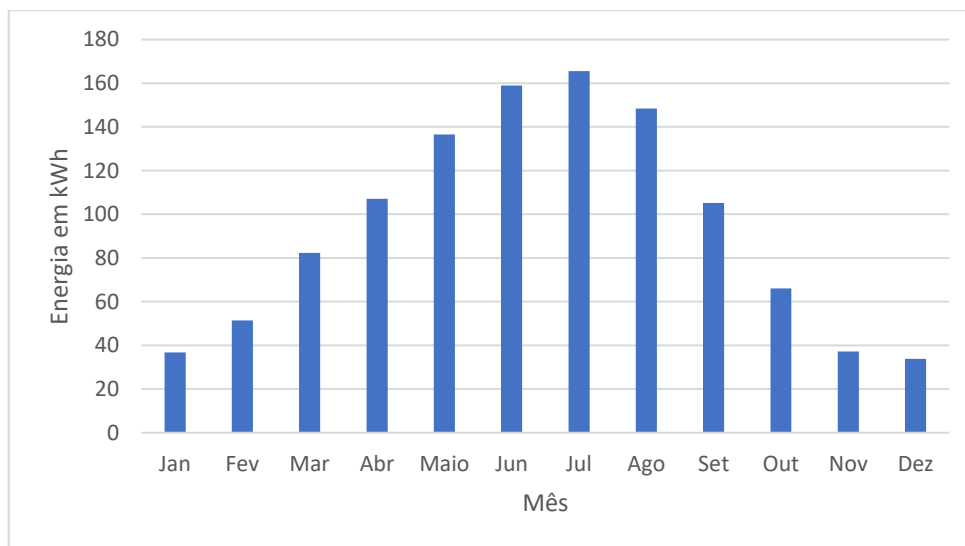
Após a configuração dos inversores do SFV se torna possível a simulação da geração do sistema. Para isso, deve-se definir os parâmetros de simulação na aba Tipo de Sistema, clima e rede.

- Calcular a diminuição do rendimento devido a sombras (requer 2 simulações): Definida como ativa, visto que o sombreamento é um fator de interesse deste trabalho;
- Perdas devido a desvio de espectro padrão: Perdas definidas pela variação do espectro de luz que chega à superfície do módulo. Será utilizado o valor padrão de 1%;
- Perdas de potência devido à queda de tensão nos diodos de desvio (*by-pass*): Utilizado o valor padrão de 0,5%;
- Perdas de potência devido a *mismatch* ou menor rendimento: Esse fator é definido pela incompatibilidade nos parâmetros de saída dos módulos fotovoltaicos, pois mesmo que sejam criados com as mesmas características, podem haver algumas variações. O PVSol® recomenda utilizar 2% para sistemas com inversores centrais e 0% para sistemas com microinversores. Como serão utilizados módulos conectados em série nos microinversores, ainda será necessário considerar o *mismatch*, sendo utilizado então o valor de 2%;
- Albedo: Coeficiente de reflexão da luz solar no solo. Será utilizado o valor padrão de 20% para o ano todo;
- Perdas de potência devido à sujeira nos módulos fotovoltaicos: Será utilizado o valor padrão de 3%.

Além disso, é adicionado o fator de degradação dos módulos fotovoltaicos

segundo os fabricantes, sendo que ao final de 25 anos os módulos apresentarão desempenho superior a 80%. Para um sistema sem Rastreador Solar, a geração de energia elétrica por mês é apresentada na Figura 4.13

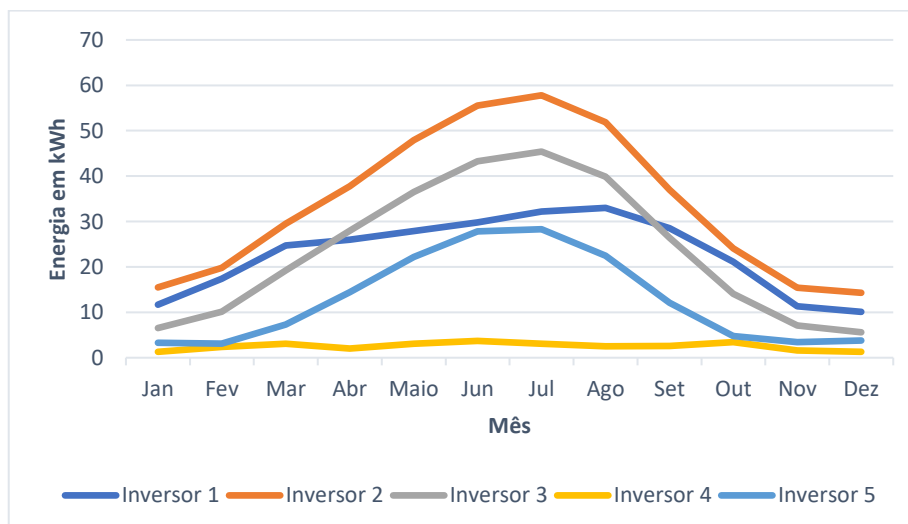
Figura 4.13 - Geração do SFV por mês



Fonte: Autoria Própria

Esse desempenho corresponde a uma geração anual de 1.129 kWh/ano, com uma média de 93,8 kWh por mês. Além disso, o fato de os módulos possuírem alta inclinação, tornou os meses centrais os maiores responsáveis pela produção de energia do sistema. A Figura 4.14 apresenta a previsão de rendimento por inversor.

Figura 4.14 – Geração do SFV por inversor



Fonte: PVSol®

Percebe-se que o inversor 4, referente aos módulos que ficam na região traseira do arranjo, mostra desempenho bastante baixo, devido ao sombreamento anteriormente explicado.

4.2.7 Análise da utilização de rastreadores solares

Utilizando o PVsyst®, são analisados os desempenhos dos módulos com a utilização de rastreadores de um eixo horizontal. Para isto, no campo *Orientation*, são inseridos os ângulos de azimute e inclinação do módulo. A Figura 4.15 apresenta o campo da orientação.

Figura 4.15 – Orientação para módulo fixo

Field type Fixed Tilted Plane

Field parameters

Plane Tilt 79.0 [°]

Azimuth 0.0 [°]

Tilt 79°

Azimuth 0°

East West

North

Optimization by respect to

☒ Yearly irradiation yield ?

☐ Summer (Oct-Mar)

☐ Winter (Apr-Sept)

Yearly meteo yield

Transposition Factor FT	0.70
Loss By Respect To Optimum	-33.9%
Global on collector plane	1360 kWh/m²

Show Optimization

Cancel OK

Fonte: PVsyst®

Em seguida, no campo System, foi configurado o sistema de modo que o módulo individual tivesse um inversor adequado, como apresentado na Figura 4.16.

Figura 4.16 – Configuração do sistema para módulo fixo

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

? Simplified Schema

Global system summary

Nb. of modules	1	Nominal PV Power	0.2 kWp
Module area	1 m ²	Maximum PV Power	0.1 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	0.2 kWac

Sub-array #1

Sub-array name and Orientation

Name Sub-array #1

Orient. Fixed Tilted Plane

Tilt 79°

Azimuth 0°

Presizing Help

☒ No sizing

Enter planned power kWp

... or available area(modules) m²

Select the PV module

All modules Filter All PV modules

Yingli Solar 170 Wp 19V Si-poly YL 170 (23) P Until 2013 Manufacturer 2009 Open

Sizing voltages : Vmpp (60°C) 19.0 V

Voc (-10°C) 32.6 V

☐ Use Optimizer

Select the inverter

All inverters Output voltage 230 V Mono 50Hz

All manufacturers 0.18 kW 17 - 32 V LF Tr 50/60 Hz DMI 250/22 Dorfmueller Open

Nb. of inverters 1 ☒ Operating Voltage: 17-32 V Global Inverter's power 0.2 kWac

Input maximum voltage: 50 V

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series 1 ☒ only possibility 1

Nbre strings 1

Overload loss 0.0 %

Pnom ratio 0.94 Show sizing ?

Nb. modules 1 Area 1 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C)	19 V
Vmpp (20°C)	23 V
Voc (-10°C)	33 V

Plane irradiance 1000 W/m²

Imp (STC) 7.5 A

Isc (STC) 8.1 A

Isc (at STC) 8.1 A

☐ Max. in data ☒ STC

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C 0.2 kW

Array nom. Power (STC) 0.2 kWp

The inverter power is slightly oversized.

System overview Cancel OK

Fonte: PVsyst®

Após a configuração, a simulação foi realizada e os dados de geração por mês foram obtidos e inseridos em uma planilha no Excel®. O procedimento foi repetido com o rastreamento de um eixo e os dados colados na mesma planilha, com configuração apresentada na Figura 4.17. Foi calculado o ganho pela utilização do rastreador para cada módulo. As Tabelas 4.10 a 4.33 mostram o desempenho de cada módulo com rastreador.

Figura 4.17 – Orientação do módulo para Rastreador Solar

Field type Tracking tilted or horiz. N-S axis

Axis and limiting angles

Axis Tilt 79.0 [°]
 Axis Azimuth 0.0 [°]
 Phi min. -60.0 [°]
 Phi max. 60.0 [°]

Special Behaviors

☐ Backtracking ?
☐ Irradiance optimization ?

Tracking plane, tilted Axis

Phi is the rotating angle around the axis, defined as Phi=0 when the plane is facing the axis azimuth.
 Please define the mechanical stroke lower limit (toward east) and upper limit (toward West)

Axis Tilt 79°

Axis Azimuth 0°

Rotating phi limits -60°/60°

Facing Axis azimuth = 0°

Cancel OK

Fonte: PVsyst®

Tabela 4.10 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo A1

Módulo A1	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	6,17	15,60	153%
Fevereiro	7,71	16,86	119%
Março	12,50	20,73	66%
Abril	16,13	22,31	38%
Maio	20,16	25,30	26%
Junho	23,51	28,97	23%
Julho	24,37	30,57	25%
Agosto	21,73	30,03	38%
Setembro	15,48	25,30	63%
Outubro	8,97	18,30	104%
Novembro	5,93	14,40	143%
Dezembro	6,20	13,82	123%
Média	13,99	21,52	54%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.11 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo A2

Módulo A2	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	1,69	5,28	213%
Fevereiro	2,27	5,88	159%
Março	4,04	7,34	82%
Abril	5,57	8,04	44%
Maio	7,17	9,19	28%
Junho	8,48	10,62	25%
Julho	8,79	11,23	28%
Agosto	7,71	11,01	43%
Setembro	5,22	9,17	76%
Outubro	2,71	6,37	135%
Novembro	1,63	4,86	199%
Dezembro	1,72	4,58	166%
Média	4,63	7,69	66%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.12 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo B1

Módulo B1	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	6,45	15,52	140%
Fevereiro	7,95	16,56	108%
Março	12,33	20,38	65%
Abril	15,80	22,03	39%
Maio	19,70	25,07	27%
Junho	23,21	28,77	24%
Julho	24,16	30,35	26%
Agosto	21,24	29,69	40%
Setembro	14,85	24,79	67%
Outubro	9,11	17,93	97%
Novembro	6,22	14,17	128%
Dezembro	6,38	13,59	113%
Média	13,59	21,21	56%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.13 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo B2

Módulo B2	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	3,14	5,88	87%
Fevereiro	3,76	6,35	69%
Março	5,22	7,79	49%
Abril	6,25	8,46	35%
Maio	7,49	9,62	28%
Junho	8,81	11,04	25%
Julho	9,27	11,69	26%
Agosto	8,38	11,48	37%
Setembro	6,12	9,54	56%
Outubro	4,08	6,78	66%
Novembro	2,90	5,24	81%
Dezembro	2,83	4,99	76%
Média	5,67	8,12	43%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.14 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo C1

Módulo C1	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	6,31	14,98	138%
Fevereiro	7,79	16,45	111%
Março	12,26	20,39	66%
Abril	15,59	22,02	41%
Maio	19,64	25,06	28%
Junho	22,70	28,74	27%
Julho	23,39	30,29	29%
Agosto	20,99	29,69	41%
Setembro	15,37	25,01	63%
Outubro	9,09	17,96	98%
Novembro	5,99	14,02	134%
Dezembro	6,33	13,48	113%
Média	13,81	21,20	53%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.15 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo C2

Módulo C2	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	2,92	5,47	87%
Fevereiro	3,64	6,28	72%
Março	5,17	7,80	51%
Abril	6,08	8,44	39%
Maio	7,47	9,61	29%
Junho	8,46	11,01	30%
Julho	8,74	11,64	33%
Agosto	8,18	11,48	40%
Setembro	6,49	9,71	50%
Outubro	4,10	6,82	66%
Novembro	2,71	5,14	90%
Dezembro	2,80	4,91	75%
Média	5,63	8,12	44%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.16 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D1

Módulo D1	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	4,95	7,25	46%
Fevereiro	5,60	7,83	40%
Março	6,94	9,16	32%
Abril	7,44	9,41	27%
Maio	8,48	10,31	22%
Junho	9,32	11,56	24%
Julho	9,79	12,31	26%
Agosto	9,67	12,51	29%
Setembro	8,25	11,04	34%
Outubro	5,91	8,31	41%
Novembro	4,42	6,60	49%
Dezembro	4,63	6,50	40%
Média	7,19	9,28	29%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.17 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D2

Módulo D2	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	3,47	6,19	78%
Fevereiro	4,20	6,72	60%
Março	5,79	8,15	41%
Abril	6,83	8,73	28%
Maio	8,15	9,85	21%
Junho	9,41	11,24	19%
Julho	9,90	11,92	20%
Agosto	9,14	11,82	29%
Setembro	6,92	9,98	44%
Outubro	4,53	7,18	58%
Novembro	3,16	5,57	76%
Dezembro	3,15	5,32	69%
Média	6,31	8,44	34%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.18 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D3

Módulo D3	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	3,90	6,04	55%
Fevereiro	4,60	6,84	49%
Março	6,01	8,31	38%
Abril	6,64	8,82	33%
Maio	7,84	9,93	27%
Junho	8,69	11,27	30%
Julho	9,04	11,94	32%
Agosto	8,76	11,90	36%
Setembro	7,35	10,22	39%
Outubro	5,02	7,36	47%
Novembro	3,57	5,63	58%
Dezembro	3,71	5,46	47%
Média	6,33	8,56	35%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.19 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D4

Módulo D4	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	2,96	5,97	102%
Fevereiro	3,74	6,68	79%
Março	5,41	8,15	51%
Abril	6,50	8,72	34%
Maio	7,93	9,84	24%
Junho	9,05	11,23	24%
Julho	9,41	11,91	26%
Agosto	8,76	11,83	35%
Setembro	6,75	10,07	49%
Outubro	4,16	7,20	73%
Novembro	2,72	5,52	103%
Dezembro	2,79	5,28	89%
Média	5,95	8,44	42%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.20 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D5

Módulo D5	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	2,21	5,69	158%
Fevereiro	2,92	6,29	116%
Março	4,71	7,76	65%
Abril	6,10	8,40	38%
Maio	7,62	9,54	25%
Junho	8,93	10,96	23%
Julho	9,30	11,61	25%
Agosto	8,34	11,45	37%
Setembro	5,92	9,62	62%
Outubro	3,35	6,78	102%
Novembro	2,08	5,20	151%
Dezembro	2,12	4,93	133%
Média	5,32	8,08	52%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.21 - Análise da utilização de rastreamento para o módulo D6

Módulo D6	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	2,95	4,74	61%
Fevereiro	3,58	5,64	58%
Março	4,91	7,23	47%
Abril	5,57	7,98	43%
Maio	6,79	9,22	36%
Junho	7,58	10,61	40%
Julho	7,82	11,18	43%
Agosto	7,42	10,91	47%
Setembro	6,16	9,12	48%
Outubro	4,04	6,21	54%
Novembro	2,77	4,57	65%
Dezembro	2,88	4,38	52%
Média	5,24	7,61	45%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.22 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo D7

Módulo D7	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	1,33	4,78	259%
Fevereiro	1,66	5,38	225%
Março	3,23	6,81	111%
Abril	4,81	7,55	57%
Maio	6,49	8,71	34%
Junho	7,75	10,12	31%
Julho	7,97	10,69	34%
Agosto	6,77	10,41	54%
Setembro	4,34	8,58	98%
Outubro	2,05	5,87	186%
Novembro	1,24	4,46	259%
Dezembro	1,49	4,19	180%
Média	3,78	7,18	90%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.23 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E1

Módulo E1	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	2,84	5,39	90%
Fevereiro	3,55	6,20	75%
Março	5,08	7,73	52%
Abril	6,01	8,38	40%
Maio	7,41	9,56	29%
Junho	8,40	10,96	31%
Julho	8,67	11,59	34%
Agosto	8,09	11,42	41%
Setembro	6,39	9,63	51%
Outubro	4,01	6,75	68%
Novembro	2,64	5,08	93%
Dezembro	2,72	4,84	78%
Média	5,55	8,06	45%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.24 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E2

Módulo E2	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	3,96	6,88	74%
Fevereiro	4,70	7,40	57%
Março	6,26	8,78	40%
Abril	7,19	9,20	28%
Maio	8,45	10,21	21%
Junho	9,64	11,54	20%
Julho	10,15	12,27	21%
Agosto	9,55	12,34	29%
Setembro	7,45	10,65	43%
Outubro	5,00	7,86	57%
Novembro	3,56	6,19	74%
Dezembro	3,61	5,99	66%
Média	6,73	8,99	34%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.25 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E3

Módulo E3	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	1,55	4,59	196%
Fevereiro	2,02	5,29	162%
Março	3,50	6,76	93%
Abril	4,78	7,53	58%
Maio	6,37	8,73	37%
Junho	7,48	10,15	36%
Julho	7,64	10,70	40%
Agosto	6,64	10,39	56%
Setembro	4,63	8,56	85%
Outubro	2,42	5,81	140%
Novembro	1,48	4,36	195%
Dezembro	1,64	4,11	151%
Média	4,06	7,15	76%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.26 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E4

Módulo E4	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	2,01	5,54	175%
Fevereiro	2,69	6,15	128%
Março	4,49	7,63	70%
Abril	5,93	8,29	40%
Maio	7,48	9,43	26%
Junho	8,78	10,85	24%
Julho	9,13	11,49	26%
Agosto	8,14	11,31	39%
Setembro	5,71	9,48	66%
Outubro	3,14	6,65	112%
Novembro	1,91	5,08	167%
Dezembro	1,97	4,80	144%
Média	5,10	7,96	56%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.27 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E5

Módulo E5	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	2,93	6,04	106%
Fevereiro	3,66	6,56	79%
Março	5,27	8,00	52%
Abril	6,42	8,61	34%
Maio	7,79	9,74	25%
Junho	9,11	11,15	22%
Julho	9,56	11,82	24%
Agosto	8,65	11,68	35%
Setembro	6,34	9,81	55%
Outubro	4,00	7,01	75%
Novembro	2,72	5,43	100%
Dezembro	2,68	5,17	93%
Média	5,80	8,30	43%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.28 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E6

Módulo E6	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	1,18	4,56	285%
Fevereiro	1,33	5,13	286%
Março	2,75	6,52	137%
Abril	4,36	7,25	66%
Maio	6,08	8,39	38%
Junho	7,35	9,79	33%
Julho	7,53	10,33	37%
Agosto	6,20	10,02	62%
Setembro	3,76	8,23	119%
Outubro	1,67	5,62	238%
Novembro	1,13	4,27	277%
Dezembro	1,40	4,00	186%
Média	3,25	6,89	112%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.29 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo E7

Módulo E7	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	1,99	5,02	152%
Fevereiro	2,53	5,44	115%
Março	3,96	6,88	73%
Abril	5,17	7,68	48%
Maio	6,50	8,89	37%
Junho	7,87	10,34	31%
Julho	8,21	10,92	33%
Agosto	7,08	10,56	49%
Setembro	4,80	8,55	78%
Outubro	2,88	5,86	104%
Novembro	1,92	4,50	134%
Dezembro	1,91	4,24	122%
Média	4,38	7,28	66%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.30 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F1

Módulo F1	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	6,07	8,33	37%
Fevereiro	6,53	8,65	32%
Março	7,63	9,76	28%
Abril	7,82	9,71	24%
Maio	8,56	10,36	21%
Junho	9,33	11,42	22%
Julho	9,92	12,23	23%
Agosto	9,98	12,73	28%
Setembro	8,69	11,54	33%
Outubro	6,66	9,07	36%
Novembro	5,30	7,43	40%
Dezembro	5,56	7,41	33%
Média	7,73	9,74	26%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.31 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F2

Módulo F2	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	6,59	7,66	16%
Fevereiro	6,88	8,08	17%
Março	7,65	9,07	19%
Abril	7,35	9,00	22%
Maio	7,71	9,63	25%
Junho	8,02	10,66	33%
Julho	8,56	11,41	33%
Agosto	9,10	11,69	28%
Setembro	8,64	10,59	22%
Outubro	7,06	8,43	19%
Novembro	5,83	6,94	19%
Dezembro	6,23	7,09	14%
Média	7,50	9,04	20%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.32 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F3

Módulo F3	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	6,87	8,84	29%
Fevereiro	7,10	9,00	27%
Março	7,85	9,90	26%
Abril	7,61	9,57	26%
Maio	7,95	9,92	25%
Junho	8,40	10,78	28%
Julho	9,02	11,62	29%
Agosto	9,44	12,37	31%
Setembro	8,70	11,54	33%
Outubro	7,13	9,37	31%
Novembro	5,96	7,86	32%
Dezembro	6,34	7,94	25%
Média	7,73	9,73	26%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.33 – Análise da utilização de rastreamento para o módulo F4

Módulo F4	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	6,92	8,13	17%
Fevereiro	6,99	8,15	17%
Março	7,69	9,07	18%
Abril	7,47	8,98	20%
Maio	7,72	9,63	25%
Junho	8,27	10,52	27%
Julho	8,93	11,22	26%
Agosto	9,27	11,62	25%
Setembro	8,39	10,51	25%
Outubro	7,02	8,39	19%
Novembro	5,95	7,02	18%
Dezembro	6,28	7,19	15%
Média	7,58	9,03	19%

Fonte: Autoria Própria

Desse modo, foi possível prever o ganho mensal de um sistema com rastreador. A Tabela 4.34 apresenta os dados finais da utilização de um rastreador ao longo de um ano.

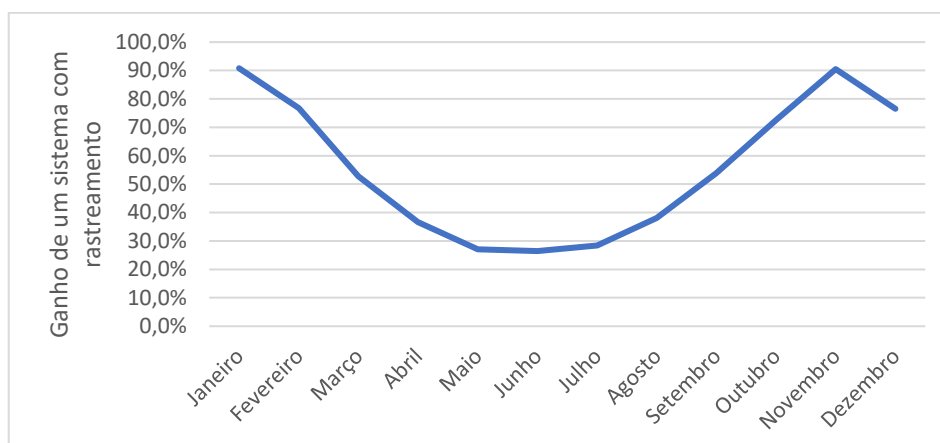
Tabela 4.34 – Ganho por rastreamento de um eixo

Mês	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)	Ganho pelo rastreador
Janeiro	91,37	174,34	91%
Fevereiro	107,40	189,82	77%
Março	150,65	230,10	53%
Abril	179,41	245,12	37%
Maio	216,93	275,73	27%
Junho	248,56	314,29	26%
Julho	259,28	332,94	28%
Agosto	239,22	330,35	38%
Setembro	182,69	281,22	54%
Outubro	118,12	203,89	73%
Novembro	83,73	159,55	91%
Dezembro	87,38	154,21	76%
Média	165,03	237,61	44%

Fonte: Autoria Própria

Pela Tabela 4.34 é possível perceber que o ganho do rastreador é bastante superior nos meses iniciais e finais de um ano, sendo que o efeito nos meses centrais é bastante inferior. A média, porém, apresentou um ganho bastante positivo de 44%. A Figura apresenta o ganho pela utilização do rastreador ao longo dos meses.

Figura 4.18 - Análise do ganho pelo rastreamento por mês



Fonte: Autoria Própria

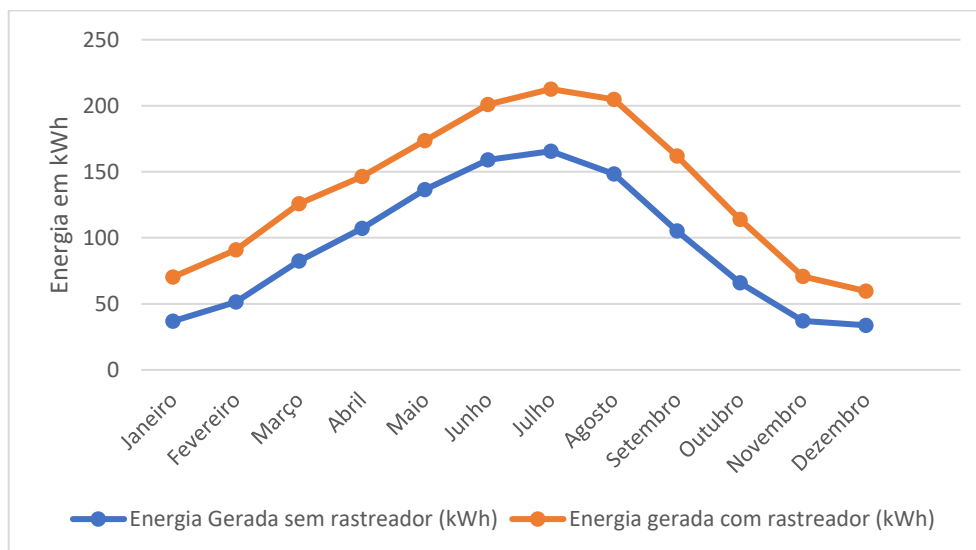
Além disso, foi traçado um gráfico de geração do sistema com e sem o rastreador, mostrando que a curva para os casos 1 e 2 manteve o mesmo formato, porém com valores superiores no caso 2. A Tabela 4.35 apresenta os valores de geração para os casos 1 e 2 e a Figura 4.19 apresenta a comparação destes valores por mês.

Tabela 4.35 - Comparação entre os casos 1 e 2

Mês	Geração Fixa (kWh)	Geração com rastreador (kWh)
Janeiro	36,8	70,21
Fevereiro	51,4	90,85
Março	82,4	125,85
Abril	107,1	146,32
Maio	136,5	173,50
Junho	158,9	200,92
Julho	165,6	212,65
Agosto	148,4	204,93
Setembro	105,2	161,93
Outubro	66,0	113,92
Novembro	37,2	70,88
Dezembro	33,8	59,66
Média	94,10	135,97

Fonte: Autoria Própria

Figura 4.19 – Comparação entre casos 1 e 2

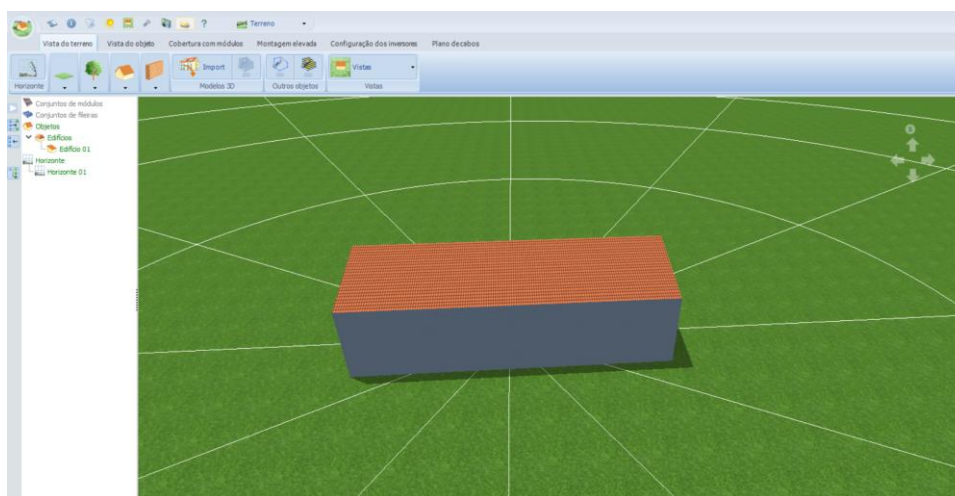


Fonte: Autoria Própria

4.2.8 Comparação entre Orquídea Solar e SFV otimizado para a geração de energia

Para estabelecer mais uma base de comparação da orquídea solar, deve-se comparar seu desempenho à um SFV instalado no telhado com orientações ideais. Para isto, foi criado um sistema 3D no PVSol® de um telhado com inclinação de 16° , equivalente à latitude de Brasília, além de estar orientado para o norte, como mostrado na Figura 4.20.

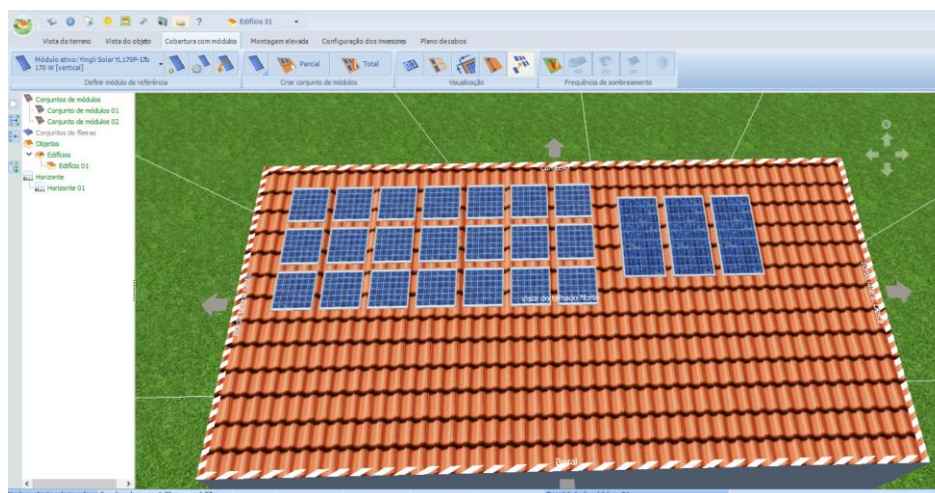
Figura 4.20 – Criação do telhado do sistema otimizado



Fonte: PVSol®

Em seguida foram adicionados os módulos de forma equivalente à orquídea solar, como exibido na Figura 4.21.

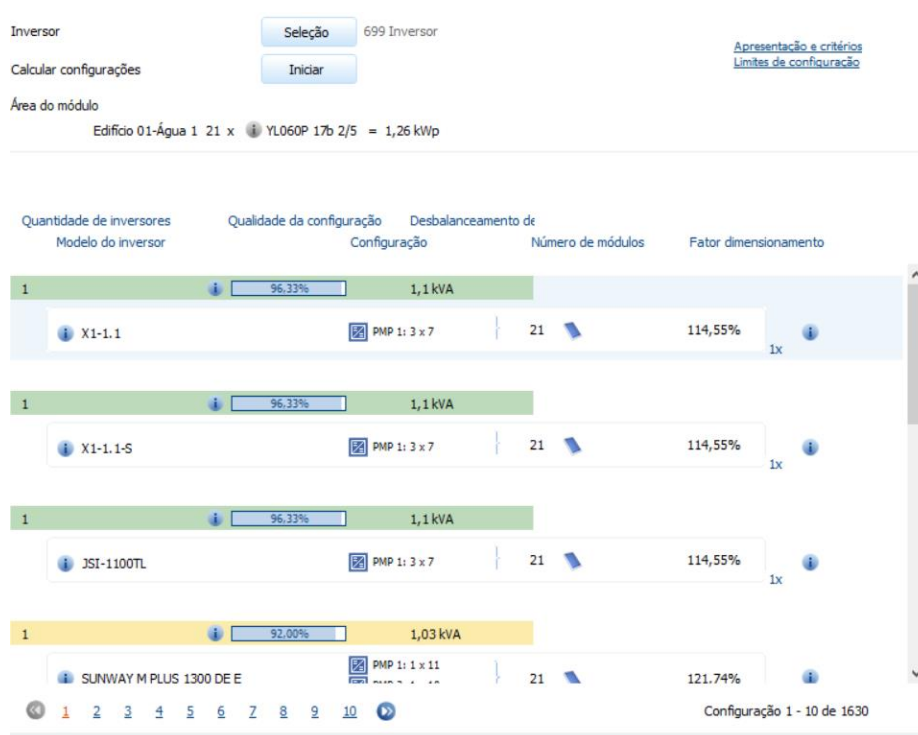
Figura 4.21 – Posicionamento dos módulos do sistema otimizado



Fonte: PVSol®

Como o sistema possui todas as orientações iguais, não é necessário dividi-lo como foi feito na orquídea solar. Para a configuração do inversor, foi utilizada a função de configuração automática do próprio PVSol®, mostrada na Figura 4.22.

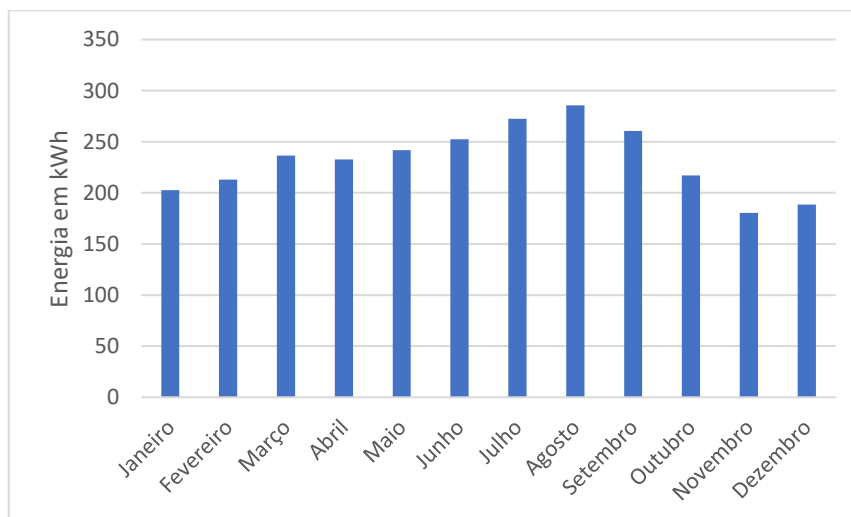
Figura 4.22 – Configuração do inversor para o sistema otimizado



Fonte: PVSol®

O estudo de sombreamento não se mostra necessário, visto que não existem obstáculos para os módulos deste sistema. A Figura 4.23 apresenta a geração do sistema otimizado.

Figura 4.23 – Energia gerada pelo sistema otimizado



Fonte: PVSol®

O sistema de 1,77 kWp gera em média 234,65 kWh por mês. A Tabela 4.35 apresenta a comparação entre os 3 sistemas: Orquídea Solar sem rastreador, Orquídea Solar com rastreador e SFV otimizado no telhado, nomeados caso 1, caso 2 e caso 3 respectivamente, de modo que o valor em % representa o rendimento do sistema proposto em comparação com o sistema otimizado para geração de energia.

Tabela 4.36 – Comparação entre os sistemas fotovoltaicos

Mês	Caso 1 (kWh)	Caso 2 (kWh)	Caso 3 (kWh)	Orquídea Solar / Sistema Otimizado	Orquídea Solar com Rastreador / Sistema Otimizado
Janeiro	36,8	70,219	202,6	18%	35%
Fevereiro	51,4	90,850	212,9	24%	43%
Março	82,4	125,856	236,5	35%	53%
Abril	107,1	146,329	232,8	46%	63%
Maio	136,5	173,499	241,7	56%	72%
Junho	158,9	200,918	252,6	63%	80%
Julho	165,6	212,645	272,4	61%	78%
Agosto	148,4	204,932	285,8	52%	72%
Setembro	105,2	161,935	260,7	40%	62%
Outubro	66	113,920	217,1	30%	52%
Novembro	37,2	70,883	180,3	21%	39%
Dezembro	33,8	59,655	188,5	18%	32%
Média	94,11	135,97	234,65	40%	58%

Fonte: Autoria Própria

Percebe-se que o desempenho da orquídea solar sem rastreador é de apenas 40%, já com a utilização do rastreador, esse desempenho sobe para 58%.

4.2.9 Projeto elétrico

Inicialmente define-se a corrente de projeto de cada uma das *strings*. A máxima corrente de um módulo é dada pela I_{sc} , corrente de curto circuito do mesmo. Como os módulos em uma *string* estarão ligados em série, a corrente de um dos módulos é suficiente para a análise. A Tabela 4.37 apresenta a corrente de projeto I_P de cada uma das *strings*.

Tabela 4.37 – Corrente de projeto para o circuito em corrente contínua

String	Corrente de Projeto I_P
1	3,25 A
2	2 x 3,25 A (2 entradas MPPT)
3	3,25 A
4	2 x 8,10 A (2 entradas MPPT)
5	3,25 A

Fonte: Autoria Própria

Após o cálculo das correntes de projeto I_P , calcula-se a corrente de projeto I_P' dos condutores em corrente contínua a partir dos coeficientes k_1 , k_2 , k_3 e k_4 . A Tabela 4.38 apresenta os valores dos coeficientes e das correntes de projeto corrigidas e a Tabela 4.5a da (ABNT 2004) fornece as seções e capacidade de condução para o tipo de instalação B1, utilizado neste projeto.

Tabela 4.38 – Cálculo da corrente de projeto corrigida

Circuito	I_P (A)	Temp. (° C)	k_1	Circuitos Agrupados	k_2	k_3	k_4	I_P' (A)
1	3,25	40	0,87	1	1	1	1	3,73
2	3,25	40	0,87	2	0,8	1	1	4,06
3	3,25	40	0,87	1	1	1	1	3,73
4	8,10	40	0,87	2	0,8	1	1	11,64
5	3,25	40	0,87	1	1	1	1	3,73

Fonte: Autoria Própria

Pelo critério da queda de tensão, serão admitidas quedas de no máximo 1%. Dadas as baixas distâncias dos circuitos de corrente contínua, graças a utilização de microinversores, a distância máxima considerada para cada um dos circuitos será de 5 metros. Os valores de seção por circuito são apresentados na Tabela 4.39.

Tabela 4.39 – Seção dos condutores em corrente contínua pela queda de tensão

Circuito	Resistividade do condutor	I_P (A)	d (m)	V (V)	ΔV	s (mm²)
1	0,0172	3,25	5	220	1%	0,127
2	0,0172	3,25	5	220	1%	0,127
3	0,0172	3,25	5	220	1%	0,127
4	0,0172	8,10	5	220	1%	0,316
5	0,0172	3,25	5	220	1%	0,127

Fonte: Autoria Própria

O último critério para a definição dos condutores de corrente contínua é a seção mínima, segundo a (ABNT 2004), circuitos de força devem possuir uma seção mínima de 2,5 mm². A Tabela 4.40 resume as seções obtidas pelos três métodos e apresenta a seção adotada para o projeto.

Tabela 4.40 – Definição dos condutores em corrente contínua

Circuito	Capacidade de Corrente (mm²)	Queda de Tensão (mm²)	Seção Mínima (mm²)	Seção Adotada (mm²)
1	0,5	0,5	2,5	2,5
2	0,5	0,5	2,5	2,5
3	0,5	0,5	2,5	2,5
4	1	0,5	2,5	2,5
5	0,5	0,5	2,5	2,5

Fonte: Autoria Própria

Após a análise de cada uma das *strings* da parte do gerador, ou seja, de corrente contínua, são realizadas as mesmas análises para os condutores de corrente alternada. Para tal análise, as correntes de projeto I_P serão dadas pela máxima corrente de saída de cada um dos inversores, a distância entre os inversores e o quadro de baixa tensão será de aproximadamente vinte metros, o método de instalação será do tipo B1 e todos os circuitos utilizarão o mesmo eletroduto. Além disso, os microinversores de mesma potência serão ligados em paralelo, de modo que existam apenas 2 circuitos de saída, um referente aos três inversores de 250 W e um

referente aos dois inversores de 500 W. As Tabelas 4.41, 4.42 e 4.43 apresentam os valores de seção para cada um dos métodos.

Tabela 4.41 – Corrente de projeto corrigida para os circuitos em corrente alternada

Circuito	I_P (A)	Temp. (° C)	k₁	Circuitos Agrupados	k₂	k₃	k₄	I_P' (A)
1	3,75	40	0,87	2	0,80	1	1	5,39
2	5,00	40	0,87	2	0,80	1	1	7,18

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.42 – Seção dos condutores em corrente alternada pela queda de tensão

Circuito	Resistividade do condutor	I_P (A)	d (m)	V (V)	ΔV	s (mm²)
1	0,0172	3,75	20	220	1%	2,5
2	0,0172	5	20	220	1%	2,5

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.43 – Definição dos condutores em corrente alternada

Circuito	Capacidade de Corrente (mm²)	Queda de Tensão (mm²)	Seção Mínima (mm²)	Seção Adotada (mm²)
1	0,5	2,5	2,5	2,5
2	0,5	2,5	2,5	2,5

Fonte: Autoria Própria

Em seguida, devem ser dimensionados os disjuntores para a proteção dos condutores, equipamentos e pessoas, apresentados na Tabela 4.44.

Tabela 4.44 – Definição dos disjuntores

Circuito	I_P (A)	I_c (A)	I_z (A)	I_D (A)
1	3,75	24	16,70	10
2	5,00	24	16,70	10

Fonte: Autoria Própria

A última etapa do projeto elétrico do gerador fotovoltaico é o dimensionamento dos eletrodutos. Este projeto utilizará apenas um eletroduto para os condutores de corrente alternada entre os inversores e o quadro geral de baixa tensão. Pela (ABNT 2004), a área ocupada pelos condutores em um eletroduto não deve ser superior a

40% da área do eletroduto, deste modo o eletroduto deverá possuir diâmetro nominal externo de 25 mm ($3/4''$). O diagrama unifilar do sistema fotovoltaico será disponibilizado no apêndice trabalho.

4.3 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA

4.3.1 Levantamento do Investimento Inicial

A primeira etapa para a análise econômica de um investimento é a definição dos seus custos. Dado que grande parte do investimento em um SFV é dado por seus equipamentos, é importante que o levantamento de preços seja bem executado a fim de um resultado econômico mais favorável.

Dada a dificuldade em obter o preço de cada um dos componentes de um sistema fotovoltaico, será utilizado como base a composição de preços do Instituto Ideal, exceto pelos módulos e inversores que servirão de base para o cálculo do valor final. A Tabela 4.45 apresenta os custos de investimento inicial do projeto.

Tabela 4.45 - Custos de investimento inicial do projeto

Equipamento/Produto	Valor unitário	Quantidade	Valor total	% do Valor final	Fonte
Módulo Fotovoltaico Yingli Solar® YL060P	R\$ 234,90	21	R\$ 4.932,90	24,91%	NeoSolar
Módulo Fotovoltaico Yingli Solar® YL170P	R\$ 489,90	3	R\$ 1.469,70	7,42%	NeoSolar
Microinversor Hoymiles® MI-250	R\$ 960,00	3	R\$ 2.880,00	14,54%	Americanas
Microinversor Hoymiles® MI-500	R\$ 1.200,00	2	R\$ 2.400,00	12,12%	Loja Energia Livre
Estrutura	-	-	R\$ 1.980,10	10%	Instituto Ideal
Projeto e instalação	-	-	R\$ 2.772,14	14%	Instituto Ideal
Outros componentes	-	-	R\$ 1.980,10	10%	Instituto Ideal
Custos e despesas administrativas	-	-	R\$ 1.386,07	7%	Instituto Ideal

Fonte: Autoria Própria

Segundo (Instituto Ideal 2019), módulos e inversores devem corresponder a aproximadamente a 40% e 19% respectivamente, mas dada a utilização de muitos microinversores, a participação dos inversores no valor final subiu para 27%.

O custo inicial para o investimento sem rastreamento é de R\$ 19.801,02, já para o sistema com rastreamento, o valor sobe para R\$ 22.801,02. Para este sistema, o custo do kWp é de R\$ 11.579,54, um valor alto quando comparado com uma usina solar, mas relativamente baixo quando pensado em investimento em educação ambiental.

4.3.2 Custos de Operação e Manutenção

Dada a complexidade da estimativa dos custos de operação e manutenção, serão utilizados como referência os valores fornecidos pela (EPE 2012). Estima-se que o valor anual de operação e manutenção de um sistema seja na faixa de 1% do valor do investimento inicial, ou seja, R\$ 198,01 ao ano.

Este valor parece bastante condizente, visto que o sistema não possui uma grande complexidade e não demanda que o responsável técnico suba em um telhado para realizar algum ajuste.

4.3.3 Análise do Impacto financeiro do Sistema Fotovoltaico

De forma a obter o impacto financeiro do SFV para o Jardim Botânico de Brasília, deve-se conhecer, além da geração do sistema, a tarifa de energia da concessionária local, a CEB-D. Por meio do portal de transparência do GDF, foi possível, consultar o valor total da fatura.

A partir da tabela das tarifas vigentes da (CEB s.d.), se tornou possível a estimativa da tarifa do JBB. Sendo este um local vinculado à Secretaria de Meio Ambiente do Distrito Federal, com consumo acima de 501 kWh, se enquadra na categoria B4 – Poder Público, com tarifa de 0,789 R\$ por kWh consumido. A Tabela 4.45 apresenta as receitas provenientes do SFV ao longo de um ano para os casos 1 e 2.

Tabela 4.46 – Receitas para os casos 1 e 2

Mês	Caso 1 (R\$)	Caso 2 (R\$)
Janeiro	29,04	55,40
Fevereiro	40,55	71,68
Março	65,01	99,30
Abril	84,50	115,45
Maio	107,70	136,89
Junho	125,37	158,52
Julho	130,66	167,78
Agosto	117,09	161,69
Setembro	83,00	127,77
Outubro	52,07	89,88
Novembro	29,35	55,93
Dezembro	26,67	47,07
Ano	891,02	1287,36

Fonte: Autoria Própria

4.3.4 Formação do Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa do projeto é formado por todas as receitas e despesas do projeto ao longo de sua vida útil. As receitas e despesas foram calculadas nas seções anteriores. Vale ressaltar que a utilização de microinversores evita a necessidade de troca de equipamentos ao longo do projeto, visto que estes possuem vida útil de 25 anos, 15 anos superior aos inversores tradicionais.

O tempo de vida útil do projeto é definido pela vida útil dos módulos, fornecida pelos fabricantes como 25 anos, período no qual garante-se que os módulos possuam desempenho de pelo menos 80%. A degradação dos módulos foi considerada linear ao longo dos 20 anos, correspondentes a 0,8% ao ano.

Dentre os parâmetros necessários para a formulação do fluxo de caixa, o mais importante deles é a taxa de desconto a ser considerada. Dado o longo período do projeto, escolheu-se utilizar a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) de outubro de 2019, equivalente a 5,57% ao ano (BNDES s.d.). Escolheu-se utilizar o valor de 0% para a inflação energética, visto que não existem dados para a projeção do crescimento da tarifa de energia para os próximos 25 anos. Não será utilizada, também, a inflação para a análise deste projeto, visto que ela atua de forma equivalente em todos os termos do fluxo de caixa.

A Tabela 4.47 apresenta todos os parâmetros utilizados na formação do fluxo de caixa deste projeto para os casos 1 e 2 respectivamente.

Tabela 4.47 – Parâmetros para a formação dos fluxos de caixa

Parâmetros	Caso 1	Caso 2
<u>Despesas</u>		
Investimento inicial	R\$ 19.801,02	R\$ 22.801,02
Custo do Kilowatt-pico	11.579,54 R\$/kWp	13.333,93 R\$/kWp
Custo de operação e manutenção	R\$ 198,01	R\$ 228,01
<u>Receitas</u>		
Energia gerada no ano 1	1129,30 kWh	1631,64 kWh
Economia referente a demanda no ano 1	R\$ 891,02	R\$ 1287,36
Tarifa de energia	0,789 R\$/kWh	0,789 R\$/kWh
Taxa de degradação dos módulos (Linear)	0,80% a.a.	0,80% a.a.
<u>Parâmetros adicionais</u>		
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	5,57%	5,57%
Vida útil do projeto	25 anos	25 anos
Reajuste da tarifa em relação à inflação	0% a.a.	0% a.a.

Fonte: Autoria Própria

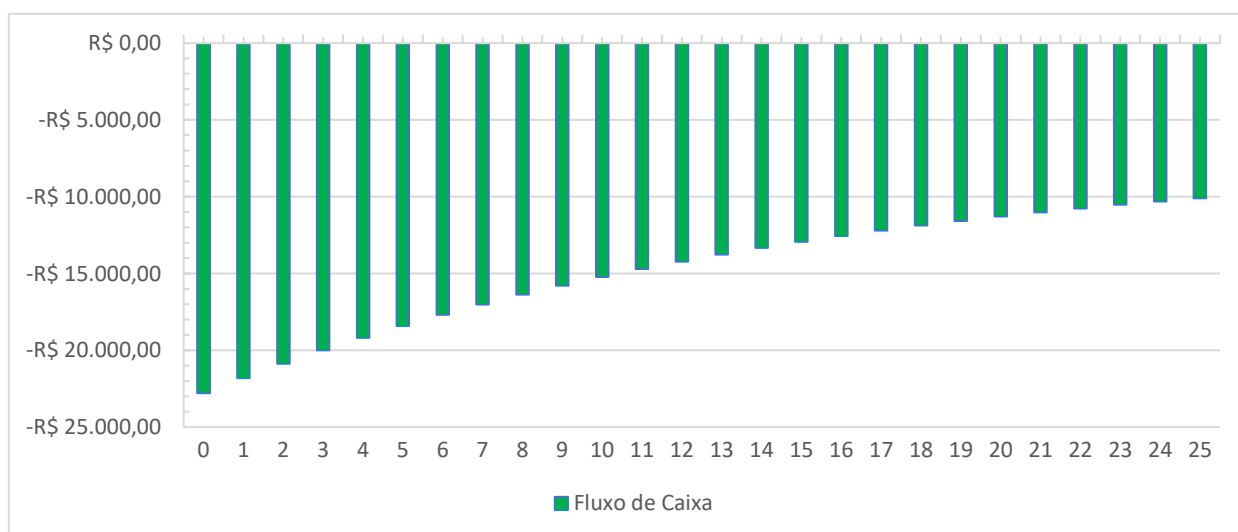
Os valores discriminados para cada ano do fluxo de caixa do caso 1 estão apresentados na Tabela 4.48. A Tabela 4.49 apresenta o resumo do Fluxo de Caixa para este caso e a Figura 4.24 apresenta o fluxo de caixa de forma visual. Da mesma forma, para o caso 2, a Tabela 4.50 apresenta o balanço de cada ano, a Tabela 4.51 apresenta o fluxo de caixa de forma resumida enquanto a Figura 4.25 exibe o comportamento gráfico do fluxo de caixa.

Tabela 4.48 - Determinação do balanço de cada ano

Ano	Investimento	Geração de Energia (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Receita (R\$)	Operação e Manutenção	Total (R\$)	Em valor presente (R\$)
0	-R\$ 19.801,02	0	0,789	0		-R\$ 19.801,02	-R\$19.801,02
1	0	1120,27	0,789	883,89	-R\$198,01	R\$ 685,88	R\$649,69
2	0	1111,23	0,789	876,76	-R\$198,01	R\$ 678,75	R\$609,02
3	0	1102,20	0,789	869,63	-R\$198,01	R\$ 671,62	R\$570,83
4	0	1093,16	0,789	862,51	-R\$198,01	R\$ 664,49	R\$534,97
5	0	1084,13	0,789	855,38	-R\$198,01	R\$ 657,37	R\$501,31
6	0	1075,09	0,789	848,25	-R\$198,01	R\$ 650,24	R\$469,71
7	0	1066,06	0,789	841,12	-R\$198,01	R\$ 643,11	R\$440,05
8	0	1057,02	0,789	833,99	-R\$198,01	R\$ 635,98	R\$412,21
9	0	1047,99	0,789	826,86	-R\$198,01	R\$ 628,85	R\$386,09
10	0	1038,96	0,789	819,74	-R\$198,01	R\$ 621,73	R\$361,57
11	0	1029,92	0,789	812,61	-R\$198,01	R\$ 614,60	R\$338,57
12	0	1020,89	0,789	805,48	-R\$198,01	R\$ 607,47	R\$316,98
13	0	1011,85	0,789	798,35	-R\$198,01	R\$ 600,34	R\$296,74
14	0	1002,82	0,789	791,22	-R\$198,01	R\$ 593,21	R\$277,74
15	0	993,78	0,789	784,10	-R\$198,01	R\$ 586,09	R\$259,93
16	0	984,75	0,789	776,97	-R\$198,01	R\$ 578,96	R\$243,22
17	0	975,72	0,789	769,84	-R\$198,01	R\$ 571,83	R\$227,55
18	0	966,68	0,789	762,71	-R\$198,01	R\$ 564,70	R\$212,86
19	0	957,65	0,789	755,58	-R\$198,01	R\$ 557,57	R\$199,08
20	0	948,61	0,789	748,45	-R\$198,01	R\$ 550,44	R\$186,17
21	0	939,58	0,789	741,33	-R\$198,01	R\$ 543,32	R\$174,06
22	0	930,54	0,789	734,20	-R\$198,01	R\$ 536,19	R\$162,71
23	0	921,51	0,789	727,07	-R\$198,01	R\$ 529,06	R\$152,08
24	0	912,47	0,789	719,94	-R\$198,01	R\$ 521,93	R\$142,12
25	0	903,44	0,789	712,81	-R\$198,01	R\$ 514,80	R\$132,78

Fonte: Autoria Própria

Figura 4.24 - Fluxo de Caixa para o Caso 1



Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.49 – Fluxo de Caixa para o Caso 1

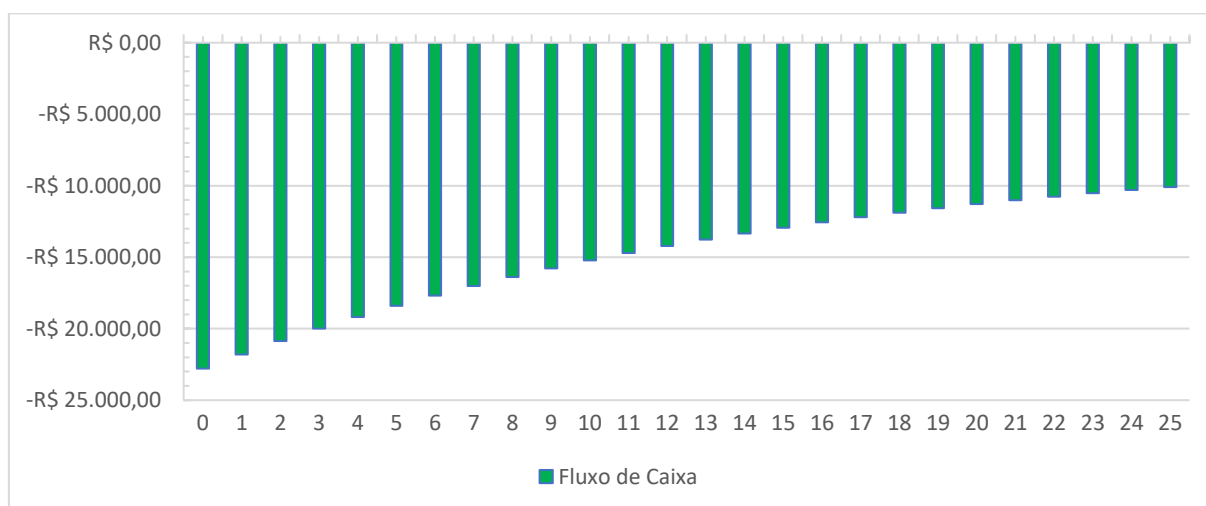
Parâmetros do Fluxo de Caixa						
Tarifa	0,789			Taxa	5,57%	
Inflação Energética	0,00%			Degradação dos módulos	0,80%	
Fluxo de Caixa						
Ano	0	1	2	3	4	5
Balanço	-R\$19.801,02	R\$ 685,88	R\$ 678,75	R\$ 671,62	R\$ 664,49	R\$ 657,37
Em Valor Presente	-R\$19.801,02	R\$ 649,69	R\$ 609,02	R\$ 570,83	R\$ 534,97	R\$ 501,31
Fluxo de Caixa	-R\$19.801,02	-R\$19.151,33	-R\$18.542,31	-R\$17.971,48	-R\$17.436,51	-R\$16.935,20
Ano	6	7	8	9	10	11
Balanço	R\$ 650,24	R\$ 643,11	R\$ 635,98	R\$ 628,85	R\$ 621,73	R\$ 614,60
Em Valor Presente	R\$ 469,71	R\$ 440,05	R\$ 412,21	R\$ 386,09	R\$ 361,57	R\$ 338,57
Fluxo de Caixa	-R\$16.465,49	-R\$16.025,44	-R\$15.613,23	-R\$15.227,14	-R\$14.865,57	-R\$14.527,00
Ano	12	13	14	15	16	17
Balanço	R\$ 607,47	R\$ 600,34	R\$ 593,21	R\$ 586,09	R\$ 578,96	R\$ 571,83
Em Valor Presente	R\$ 316,98	R\$ 296,74	R\$ 277,74	R\$ 259,93	R\$ 243,22	R\$ 227,55
Fluxo de Caixa	-R\$14.210,02	-R\$13.913,28	-R\$13.635,54	-R\$13.375,61	-R\$13.132,39	-R\$12.904,84
Ano	18	19	20	21	22	23
Balanço	R\$ 564,70	R\$ 557,57	R\$ 550,44	R\$ 543,32	R\$ 536,19	R\$ 529,06
Em Valor Presente	R\$ 212,86	R\$ 199,08	R\$ 186,17	R\$ 174,06	R\$ 162,71	R\$ 152,08
Fluxo de Caixa	-R\$12.691,98	-R\$12.492,90	-R\$12.306,74	-R\$12.132,67	-R\$11.969,96	-R\$11.817,88
Ano	24	25				
Balanço	R\$ 521,93	R\$ 514,80				
Em Valor Presente	R\$ 142,12	R\$ 132,78				
Fluxo de Caixa	-R\$11.675,76	-R\$11.542,98				

Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.50 - Balanço anual para o Caso 2

Ano	Investimento	Geração de Energia (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Receita (R\$)	Operação e Manutenção	Total (R\$)	Em valor presente (R\$)
0	-R\$ 22.801,02	0	0,789	0		-R\$ 22.801,02	-R\$22.801,02
1	0	1618,59	0,789	1277,07	-R\$228,01	R\$ 1.049,06	R\$993,71
2	0	1605,53	0,789	1266,77	-R\$228,01	R\$ 1.038,76	R\$932,04
3	0	1592,48	0,789	1256,47	-R\$228,01	R\$ 1.028,46	R\$874,11
4	0	1579,43	0,789	1246,17	-R\$228,01	R\$ 1.018,16	R\$819,70
5	0	1566,37	0,789	1235,87	-R\$228,01	R\$ 1.007,86	R\$768,59
6	0	1553,32	0,789	1225,57	-R\$228,01	R\$ 997,56	R\$720,60
7	0	1540,27	0,789	1215,27	-R\$228,01	R\$ 987,26	R\$675,54
8	0	1527,22	0,789	1204,97	-R\$228,01	R\$ 976,96	R\$633,22
9	0	1514,16	0,789	1194,67	-R\$228,01	R\$ 966,66	R\$593,49
10	0	1501,11	0,789	1184,38	-R\$228,01	R\$ 956,36	R\$556,18
11	0	1488,06	0,789	1174,08	-R\$228,01	R\$ 946,07	R\$521,17
12	0	1475,00	0,789	1163,78	-R\$228,01	R\$ 935,77	R\$488,29
13	0	1461,95	0,789	1153,48	-R\$228,01	R\$ 925,47	R\$457,44
14	0	1448,90	0,789	1143,18	-R\$228,01	R\$ 915,17	R\$428,48
15	0	1435,84	0,789	1132,88	-R\$228,01	R\$ 904,87	R\$401,31
16	0	1422,79	0,789	1122,58	-R\$228,01	R\$ 894,57	R\$375,81
17	0	1409,74	0,789	1112,28	-R\$228,01	R\$ 884,27	R\$351,88
18	0	1396,68	0,789	1101,98	-R\$228,01	R\$ 873,97	R\$329,43
19	0	1383,63	0,789	1091,68	-R\$228,01	R\$ 863,67	R\$308,38
20	0	1370,58	0,789	1081,39	-R\$228,01	R\$ 853,38	R\$288,62
21	0	1357,52	0,789	1071,09	-R\$228,01	R\$ 843,08	R\$270,09
22	0	1344,47	0,789	1060,79	-R\$228,01	R\$ 832,78	R\$252,72
23	0	1331,42	0,789	1050,49	-R\$228,01	R\$ 822,48	R\$236,42
24	0	1318,37	0,789	1040,19	-R\$228,01	R\$ 812,18	R\$221,15
25	0	1305,31	0,789	1029,89	-R\$228,01	R\$ 801,88	R\$206,82

Figura 4.25 - Fluxo de Caixa para o Caso 2



Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.51 – Fluxo de Caixa para o Caso 2

Parâmetros do Fluxo de Caixa						
Tarifa	0,789			Taxa	5,57%	
Inflação Energética	0,00%			Degradação dos módulos	0,80%	
Fluxo de Caixa						
Ano	0	1	2	3	4	5
Balanço	-R\$22.801,02	R\$ 1.049,06	R\$ 1.038,76	R\$ 1.028,46	R\$ 1.018,16	R\$ 1.007,86
Em Valor Presente	-R\$22.801,02	R\$ 993,71	R\$ 932,04	R\$ 874,11	R\$ 819,70	R\$ 768,59
Fluxo de Caixa	-R\$22.801,02	-R\$21.807,31	-R\$20.875,28	-R\$20.001,17	-R\$19.181,47	-R\$18.412,88
Ano	6	7	8	9	10	11
Balanço	R\$ 997,56	R\$ 987,26	R\$ 976,96	R\$ 966,66	R\$ 956,36	R\$ 946,07
Em Valor Presente	R\$ 720,60	R\$ 675,54	R\$ 633,22	R\$ 593,49	R\$ 556,18	R\$ 521,17
Fluxo de Caixa	-R\$17.692,27	-R\$17.016,74	-R\$16.383,52	-R\$15.790,03	-R\$15.233,85	-R\$14.712,68
Ano	12	13	14	15	16	17
Balanço	R\$ 935,77	R\$ 925,47	R\$ 915,17	R\$ 904,87	R\$ 894,57	R\$ 884,27
Em Valor Presente	R\$ 488,29	R\$ 457,44	R\$ 428,48	R\$ 401,31	R\$ 375,81	R\$ 351,88
Fluxo de Caixa	-R\$14.224,39	-R\$13.766,95	-R\$13.338,46	-R\$12.937,16	-R\$12.561,35	-R\$12.209,47
Ano	18	19	20	21	22	23
Balanço	R\$ 873,97	R\$ 863,67	R\$ 853,38	R\$ 843,08	R\$ 832,78	R\$ 822,48
Em Valor Presente	R\$ 329,43	R\$ 308,38	R\$ 288,62	R\$ 270,09	R\$ 252,72	R\$ 236,42
Fluxo de Caixa	-R\$11.880,03	-R\$11.571,66	-R\$11.283,03	-R\$11.012,94	-R\$10.760,22	-R\$10.523,79
Ano	24	25				
Balanço	R\$ 812,18	R\$ 801,88				
Em Valor Presente	R\$ 221,15	R\$ 206,82				
Fluxo de Caixa	-R\$10.302,65	-R\$10.095,83				

Fonte: Autoria Própria

4.3.5 Análise de Viabilidade Econômica do Projeto

Nesta seção serão apresentados e discutidos os indicadores de viabilidade econômica para o projeto da Orquídea Solar.

4.3.5.1 Valor Presente Líquido

Para o caso 1, o VPL foi de R\$ -11.542,98, ou seja, a economia gerada pelo sistema não é suficiente para cobrir o investimento realizado. Isso se deve pela baixa

eficiência do gerador fotovoltaico. Já para o caso 2, o VPL foi de R\$ -10.095,83, superior ao do caso 1, mas ainda insuficiente para tornar o projeto economicamente viável quando se analisa apenas a geração do projeto. Considerando o retorno do investimento realizado, foi possível obter retorno de 41,71% para o caso 1 e 55,72% para o caso 2.

4.3.5.2 Payback Descontado

Como o VPL não resultou em um valor positivo, não existe payback dentro da vida útil do projeto. Para o caso 1, o tempo necessário seria de 81 anos e 9 meses, já para o caso 2, 56 anos e 6 meses.

4.3.5.3 Taxa Interna de Retorno

Semelhante aos casos anteriores, para o caso 1, não existe uma taxa que torne o projeto viável dentro do tempo de vida útil do projeto. No caso 2, a TIR encontrada foi de 0,118%, bastante inferior à TMA de 5,57%.

4.3.5.4 Levelized Cost of Energy

Para o caso 1, foi obtido um valor de R\$ 849,14 por MWh, ou 0,849 por kWh, um valor 8% acima do valor da tarifa paga à concessionária de energia. Já para o caso 2, esse valor caiu para 0,675 R\$/kWh, cerca de 14% inferior à tarifa da CEB, se mostrando uma opção viável como fonte de geração de energia.

5. CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi apresentar o projeto de um sistema fotovoltaico em forma de uma orquídea solar, além de realizar as análises de viabilidade técnica e econômica de sua implementação no Jardim Botânico de Brasília.

Para conter as mudanças climáticas, são necessárias mudanças na forma como se interage com a natureza. O crescimento de um país depende diretamente da expansão da oferta de energia, o que se torna um desafio para o sistema elétrico de cada país, visto que a geração de energia pelas fontes tradicionais depende, ou de recursos naturais limitados, ou de recursos com valor de mercado agregado. As fontes alternativas de energia surgem como grande pilar desse crescimento. Por meio de usinas ou da geração distribuída, é possível diminuir gradativamente a necessidade de utilização de fontes de energia que tragam algum prejuízo ao meio ambiente. Além de tudo, a geração de energia limpa e acessível promover diretamente os objetivos do desenvolvimento sustentável estabelecidos para a Agenda 2030.

Posicionar sistemas fotovoltaicos fora dos telhados residenciais tem um papel primordial na difusão do conhecimento sobre a tecnologia. A tecnologia precisa ser vista para ser entendida, e precisa ser entendida para que possa crescer de forma mais orgânica. Para os padrões de vida humana, o sol é uma fonte inesgotável de energia, que deve ser aproveitada o máximo possível.

A estrutura da Orquídea Solar proposta nesse trabalho se assemelhou bastante à flor da *Cattleya Walkeriana*. Seu padrão de pétalas tornou inviável que os módulos superiores não gerassem sombras frequentes nos módulos inferiores, os tornando bastante ineficientes. A escolha dos módulos fotovoltaicos também se mostrou um grande problema nas soluções técnicas do projeto, a utilização de módulos que não são compatíveis com as atuais potências do mercado tornou o projeto pouco eficiente e bastante caro.

A escolha do local foi um dos pontos positivos do projeto, sendo o Jardim Botânico um dos maiores parques do Distrito Federal, com pautas voltadas para o desenvolvimento sustentável para crianças, porém com déficit nos temas que envolvem geração de energia. O recurso solar obtido no Jardim Botânico de 5,33 kWh/m² por dia é muito favorável quando comparado inclusive a outros estados

brasileiros. Aliada à ausência de sombras externas ao longo do dia, tornam o sistema capaz de absorver bastante energia na superfície de seus módulos.

Outro ponto de atenção do projeto é a diversidade dos ângulos azimutais e de inclinação do projeto. Sendo 16° o ângulo de inclinação ótimo para Brasília, o projeto teve uma inclinação média em seus módulos de $63,70^\circ$, tudo isso para que o sistema fosse visível em uma posição perpendicular ao solo. O ângulo azimutal não chegou a ser um problema muito grande, visto que todos os ângulos se mantiveram razoavelmente simétricos ao longo da estrutura.

Projetos fotovoltaicos com a utilização de microinversores possuem um custo bastante alto quando comparados à projetos com inversores únicos. A utilização de cinco inversores para um sistema de apenas 1,77 kWp elevou o preço do sistema quando comparado a um sistema mais tradicional ao analisar os indicadores de viabilidade econômica. A utilização de rastreadores se tornou uma solução com bom custo-benefício, elevando bastante o desempenho em alguns meses ao longo do ano que inicialmente não teriam um bom rendimento e com um aumento médio de 44% ao longo do ano, por um custo de aproximadamente 15% do valor do sistema sem rastreador.

A comparação com um sistema otimizado se mostrou bastante discrepante, visto que o objetivo primário do projeto não é o máximo rendimento do sistema. Uma boa forma de realizar a comparação deste sistema é com uma obra artística que vá servir como decoração em uma residência. Não existe análise de investimento para esta obra, os ganhos dela são basicamente visuais e sociais. A orquídea solar possui algum retorno do investimento, além dos retornos ambientais, educacionais, visuais e tecnológicos para o JBB e para os visitantes.

Além disso deve-se analisar o impacto deste sistema nas visitas do próprio Jardim Botânico. Por um *ticket* médio de R\$ 5,00 por visitante, seriam necessárias aproximadamente 2019 visitas extras ao longo de um ano para que este projeto se torne viável economicamente. Segundo os dados dos próprios funcionários do jardim botânico, são realizadas em média vinte mil visitas guiadas ao longo de um ano, necessitando, portanto, de um aumento de cerca de 10,09% para que o projeto se torne viável economicamente já no primeiro ano. Este aumento nas visitas é bastante plausível com uma boa divulgação para as escolas do Distrito Federal e do entorno, além de poder atrair públicos de outras idades, dada a variação do roteiro de visitas.

Por fim, para continuidade e motivação de trabalhos futuros, se sugere:

- Realizar análise estrutural deste projeto para sua implementação no Jardim Botânico de Brasília;
- Utilizar este projeto como um piloto para que seja aplicado em outros parques de Brasília;
- Proposição de medidas que aumentem o rendimento deste sistema fotovoltaico;
- Realização de estudos para compensação da energia consumida pelos parques de Brasília.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. *NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Rio de Janeiro, 2004.
- ANEEL. *Banco de Informações de Geração*. 2019. <http://www2.aneel.gov.br> (acesso em 04 de novembro de 2019).
- . “Resolução Normativa nº 482.” 2012. <http://www2.aneel.gov.br> (acesso em 05 de novembro de 2019).
- . “Resolução Normativa nº 687.” 2015. <http://www2.aneel.gov.br> (acesso em 05 de novembro de 2019).
- BARBOSA, L. *Especificação Técnica para implementação de Árvore Solar na Faculdade de Tecnologia*. Brasília, DF, 2014.
- BNDES. *Taxa de Juros de Longo Prazo*. s.d. www.bndes.gov.br (acesso em 11 de novembro de 2019).
- CEB. *Tudo sobre a conta de luz*. s.d. www.ceb.com.br (acesso em 11 de novembro de 2019).
- Comissão Mundial Sobre Meio Ambiente. “Nosso Futuro Comum.” 1991. edisciplinas.usp.br (acesso em 04 de novembro de 2019).
- COSEMSPB. *Tabela de Peso e Altura*. 2013. <http://cosemspb.org/tabela-de-peso-e-altura/> (acesso em 10 de novembro de 2019).
- CRESESB. “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.” 2014. www.cresesb.cepel.br (acesso em 05 de novembro de 2019).
- DUARTE, Mariana de Mello. “Análise técnico-econômica acerca da implementação de geração solar fotovoltaica no Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte.” Brasília, DF, 2016. 136.
- EPE. “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.” 2012.
- . “Balanço Energético Nacional 2019.” 2019. (acesso em 04 de novembro de 2019).
- Frontin, Sergio de Oliveira, Antônio Cesar Pinho Brasil Jr., Maria Tereza Diniz Carneiro, e Nara Rúbia Dante de Godoy. *Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia*. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.
- GOUVEIA, Bárbara de Luca de Fanciscis. *Análise Técnica e Econômica de um Protótipo de Árvore Solar Fotovoltaica*. Brasília, DF, 2017.
- IBRAM. “Guia de Parques do Distrito Federal.” 2013. ibram.df.gov.br (acesso em 12 de novembro de 2019).

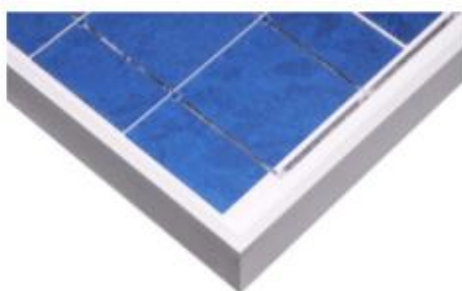
- IEA. "Electricity Information: Overview." 2019. <https://webstore.iea.org> (acesso em 04 de novembro de 2019).
- . "Renewables Information." 2019. <https://webstore.iea.org> (acesso em 4 de novembro de 2019).
- Instituto Ideal. "O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2019." 2019. <https://issuu.com> (acesso em 07 de novembro de 2019).
- MME. "Apresentação ProGD: Ações de Estímulo à geração distribuída com base em fontes renováveis." 2015. www.mme.gov.br (acesso em 05 de Novembro de 2019).
- . *sieBRASIL*. 2015. <http://www.mme.gov.br/SIEBRASIL/> (acesso em 05 de novembro de 2019).
- ONU. "Acordo de Paris." 2015. www.cop21.gouv.fr (acesso em 04 de Novembro de 2019).
- . "Objetivos de Desenvolvimento Sustentável." 2015. nacoesunidas.org (acesso em 4 de Novembro de 2019).
- ROSS, Stephen A., Randolph W. WESTERFIELD, e Bradford D. JORDAN. *Fundamentos de Administração Financeira*. AMGH Editora Ltda., 2013.
- VILLALVA, Marcelo Gradella. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede*. São Paulo: Érica, 2015.

ANEXOS

I. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DOS MODELOS DE MÓDULOS E INVERSORES

**JS 60
SERIES**

YL060P-17b 3/7



ABOUT GAIN SOLAR

Founded in 2007, Baoding Jiasheng Photovoltaic Technology Co., Ltd which markets its products under the brand "Gain Solar", is a wholly owned subsidiary of Yingli Solar, specializing in R&D, manufacturing and marketing of photovoltaic (PV) off-grid products and systems. What started as the in-house off-grid PV module production of Yingli Solar has developed over the years into a full-blown provider of off-grid PV modules, building-integrated PV modules, off-grid PV systems and solar application products. Founded on the Yingli Solar technology development, production, and distribution platform, Gain Solar has rapidly grown to set up branches in major provinces and cities of China and is now expanding its presence to the global level. Gain solar is dedicated to provide high quality off-grid PV products and systems to customers and received a series of certificate, including ISO9001, TUV, UL, CE, CQC and RoHS.

PERFORMANCE

High efficiency, polycrystalline solar cells with high transmission and textured glass delivering a module efficiency of up to 15.0%, minimizing installation costs and maximizing the kWh output of your system per unit area.

QUALITY AND RELIABILITY

- Industry leading in-house manufacturing of polysilicon, ingots, wafers, cells and modules ensures tight control of our material and production quality.
- Robust, corrosion resistant aluminum frame independently tested to withstand wind loads of 2.4 kPa and snow loads of 2.4 kPa ensuring a stable mechanical life for your modules.
- Module packaging optimized to protect product during transportation and minimize on-site waste.
- This type of module is commonly use for the small off-grid system.

JS 60 SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module name			JS 60
Module type			YL60P-17b 3/7
Power output	P_{max}	W	60
Power output tolerances	ΔP_{max}	%	+/- 5
Module efficiency	η_{mod}	%	13.50
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	18.30
Current at P_{max}	I_{mp}	A	3.28
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	22.10
Short-circuit current	I_{sc}	A	3.66

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 5% at 200W/m² according to EN 60904-1.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{oc}	%/°C	-0.37
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{sc}	%/°C	0.06

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	50V _{DC}
Max. series fuse rating	10A
Limiting reverse current	Don't apply external voltages larger than Voc of the module
Operating temperature range	-40 to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	2400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions)	36 / multicrystalline silicon / 156mm x 67mm
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color)	anodized aluminum alloy / silver / clear

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer; they only serve for comparison to different module types.

Baoding Jiasheng Photovoltaic Technology Co., Ltd
Add: No.333 North Lekai Avenue 071051, Baoding, China
Email: jsgd@yinglisolar.com
Web: www.gainsolar.cn
Service hotline: +86 312 863 1510/892 2683
Fax: +86 312 892 2202

GAINSOLAR.CN

© Baoding Jiasheng Photovoltaic Technology Co., Ltd | JS60P-17b_37_EU_EN_201403_v02

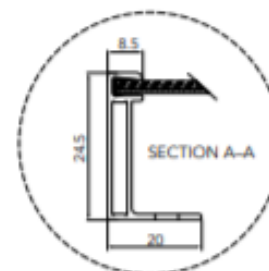
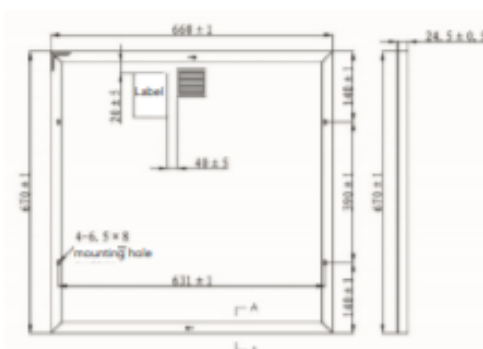
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	670mm / 660mm / 25mm
Weight	4.96kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per box	6
Packaging box dimensions (L / W / H)	700mm / 690mm / 190mm

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:



فروشگاه اروین سولار

تلفن: ۰۲۱ - ۳۳۹۹۹۰۵۶
هت بدت ۰۲۱ - ۳۳۹۹۹۰۷۲

www.ervinsolar.ir
ervinsolar@hotmail.com



Model		MI-250 / MI-300 (1X60 cells / 1X72 cells)	
Input Data(DC)			
Recommended input power (W)	Up to 310 / 380		
Peak power MPPT voltage range (V)	27 ~ 48 / 29 ~ 48		
Start-up voltage(V)	22		
Operating voltage range (V)	16 ~ 60		
Maximum input voltage (V)	60		
Maximum input current (A)	10.5/11.5		
Output Data (AC)	@208V AC	@240V AC	@230V AC
Rated output power (W)	250/300	250/300	250 / 300
Rated output current (A)	1.20/1.44	1.04/1.25	1.09 / 1.30
Nominal output voltage/range (V)	208/183-250	240/211-264	230/180-275
Nominal frequency/range (Hz)	60/59.3-60.5	60/59.3-60.5	50/45-55
Power factor	>0.99	>0.99	>0.99
Output current harmonic distortion	<3%	<3%	<3%
Maximum units per 20A branch	13/12	14/12	14 / 11
Efficiency			
CEC peak efficiency	96.7%		
CEC weighted efficiency	96.5%		
Nominal MPPT efficiency	99.8%		
Night time power consumption (mW)	< 50		
Mechanical Data			
Ambient temperature range (°C)	-40 ~ +65		
Operating temperature range (°C)	-40 ~ +85		
Dimensions (W×H×D mm)	178 X 153 X28		
Weight (kg)	1.98(including 1m AC cable)		
Enclosure rating	NEMA6(IP67)		
Cooling	Natural convection - No fans		
Loading Quantity			
Container	1X20'GP	1X40'GP / 1X40'HQ	
Pallet No.	10	22	
Carton No.	600	1260	
Total Quantity	3000	6300	
Other Features			
Communication	Wireless		
Design lifetime	> 25 years		
Standard Compliance			
EMC	EN61000-6-3:2007+A1:2011EN61000-6-2:2005EN61000-3-2:2014 EN61000-3-3:2013		
Safety	EN62109-1:2010EN62109-2:2011IEC 62109-1 Ed 1.0IEC 62109-2 Ed 1.0 UL Std No.1741-Second EditionEN 60529		
On-Grid	AS/NZS 4777.2:2015VDE-AR-N4105:2011-08DIN V VDE V 0126-1-1/A1:2012:02 IEC61727:2004EN50438:2013ANSI/IEEE 1547.1IEC62116:2011UTE C.15-712-1:2010-07		



Model		MI-500 / MI-600 / MI-700 (2X60 cells / 2X72 cells)		
Input Data(DC)				
Recommended input power (W)	Up to 620 / 760 / 800			
Peak power MPPT voltage range (V)	27 ~ 48 / 29 ~ 48 / 33 ~ 48			
Start-up voltage(V)	22			
Operating voltage range (V)	16 ~ 60			
Maximum input voltage (V)	60			
Maximum input current (A)	10.5 / 11.5 / 11.5			
Output Data (AC)	@208V AC	@240V AC	@230V AC	
Rated output power (W)	500 / 600 / 700	500 / 600 / 700	500 / 600 / 700	
Rated output current (A)	2.40 / 2.88 / 3.36	2.08 / 2.50 / 2.91	2.17 / 2.61 / 3.04	
Nominal output voltage(range) (V)	208/183-250	240 / 211-264	230/180-275	
Nominal frequency(range) (Hz)	60/59.3-60.5	60 / 59.3-60.5	50/45-55	
Power factor	> 0.99	> 0.99	> 0.99	
Output current harmonic distortion	< 3%	< 3%	< 3%	
Maximum units per 20A branch	6 / 5 / 4	7 / 6 / 6	7 / 5 / 5	
Efficiency				
CEC peak efficiency	96.7%			
CEC weighted efficiency	96.5%			
Nominal MPPT efficiency	99.8%			
Night time power consumption (mW)	< 50			
Mechanical Data				
Ambient temperature range (°C)	-40 ~ +65			
Operating temperature range (°C)	-40 ~ +85			
Dimensions (W×H×D mm)	250×170×28			
Weight (kg)	3.00(including 1.9m AC cable)			
Enclosure rating	NEMA6(IP67)			
Cooling	Natural convection - No fans			
Loading Quantity				
Container	1X20' GP		1X40' GP / 1X40' HQ	
Pallet No.	10		22	
Carton No.	480		1008	
Total Quantity	2400		5040	
Other Features				
Communication	Wireless			
Design lifetime	> 25 years			
Standard Compliance				
EMC	EN61000-6-3:2007+A1:2011 EN61000-6-2:2005 EN61000-3-2:2014 EN61000-3-3:2013			
Safety	EN62109-1:2010 EN62109-2:2011 IEC 62109-1 Ed 1.0 IEC 62109-2 Ed 1.0 UL Std No.1741-Second Edition EN 60529			
On-Grid	AS/NZS 4777.2:2015 VDE-AR-N4105:2011-08 DIN V VDE V 0126-1-1/A1:2012:02 IEC61727:2004 IEN50438:2013 ANSI/IEEE 1547.1 IEC62116:2011 ITC C 15-712-1:2010-07 NBT32004-2013			



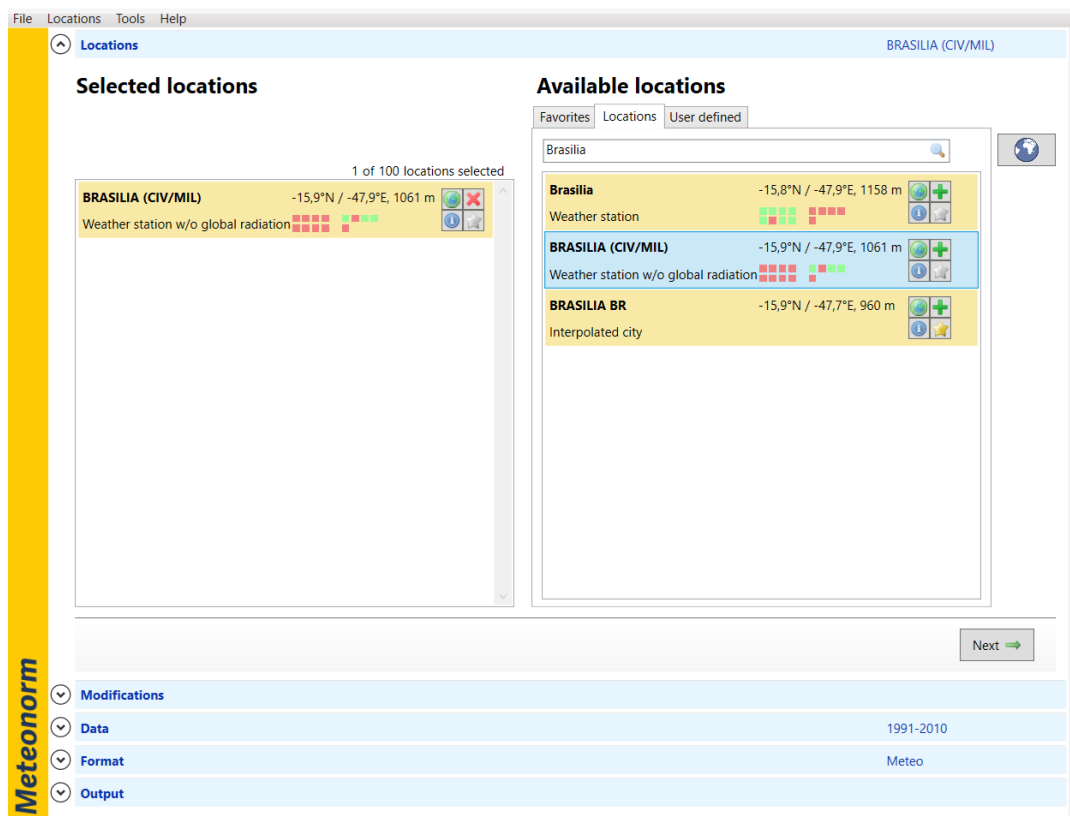
Model	MI-500 / MI-600 / MI-700 (2X60 cells / 2X72 cells)		
Input Data(DC)			
Recommended input power (W)	Up to 520 / 760 / 800		
Peak power MPPT voltage range (V)	27 ~ 48 / 29 ~ 48 / 33 ~ 48		
Start-up voltage(V)	22		
Operating voltage range (V)	16 ~ 60		
Maximum input voltage (V)	60		
Maximum input current (A)	10.5 / 11.5 / 11.5		
Output Data (AC)	@208V AC	@240V AC	@230V AC
Rated output power (W)	500 / 600 / 700	500 / 600 / 700	500 / 600 / 700
Rated output current (A)	2.40 / 2.88 / 3.36	2.08 / 2.50 / 2.91	2.17 / 2.61 / 3.04
Nominal output voltage(range) (V)	208/183-250	240 / 211-264	230/180-275
Nominal frequency(range) (Hz)	60/59.3-60.5	60 / 59.3-60.5	50/45-55
Power factor	> 0.99	> 0.99	> 0.99
Output current harmonic distortion	< 3%	< 3%	< 3%
Maximum units per 20A branch	6 / 5 / 4	7 / 6 / 6	7 / 5 / 5
Efficiency			
CEC peak efficiency	96.7%		
CEC weighted efficiency	96.5%		
Nominal MPPT efficiency	99.8%		
Night time power consumption (mW)	< 50		
Mechanical Data			
Ambient temperature range (°C)	-40 ~ +65		
Operating temperature range (°C)	-40 ~ +85		
Dimensions (W×H×D mm)	250×170×28		
Weight (kg)	3.00(including 1.9m AC cable)		
Enclosure rating	NEMA6(IP67)		
Cooling	Natural convection - No fans		
Loading Quantity			
Container	1X20' GP	1X40' GP / 1X40' HQ	
Pallet No.	10	22	
Carton No.	480	1008	
Total Quantity	2400	5040	
Other Features			
Communication	Wireless		
Design lifetime	> 25 years		
Standard Compliance			
EMC	EN61000-6-3:2007+A1:2011EN61000-6-2:2005EN61000-3-2:2014 EN61000-3-3:2013		
Safety	EN62109-1:2010EN62109-2:2011IEC 62109-1 Ed 1.0IEC 62109-2 Ed 1.0 UL Std No.1741-Second EditionEN 60529		
On-Grid	AS/NZS 4777.2:2015VDE-AR-N4105:2011-08DIN V VDE V 0126-1-1/A1:2012:02 IEC61727:2004EN50438:2013ANSI/IEEE 1547.1IEC62116:2011UTE C. 15-712-1:2010-07 NBT32004-2013		



APÊNDICES

I. OBTENÇÃO DE DADOS CLIMÁTICOS VIA METEONORM®

Figura 0.1 - Escolha da Localização no Meteonorm®



Fonte: Meteonorm®

A seguir, uma seção para realizar alterações à base de dados é oferecida. Para esta análise não serão realizadas quaisquer alterações, e todos os valores são tomados como padrão.

Figura 0.2 - Aba de modificações da base de dados do Meeonorm®

The screenshot displays the 'Modifications' tab in the Meeonorm® software. The left sidebar shows the navigation menu with 'Locations', 'Modifications', 'Data', 'Format', and 'Output'. The main content area is titled 'BRASILIA (CIV/MIL)' and shows coordinates '-15,9°N / -47,9°E, 1061 m'. Below this, there are several configuration sections:

- General:** Includes 'Correction of global radiation measurements' with options to use corrected or original data.
- Location specific:** Includes 'Plane orientation' (Azimuth and Inclination), 'Albedo' (Automatic or Custom), 'Horizon' (None or Custom), and 'Atmospheric turbidity' (Interpolated, Nearest Aeronet station, or Custom).
- Data import:** Includes buttons for 'Monthly values...' and 'Daily/hourly values...'.

At the bottom, there are 'Back' and 'Next' buttons. The right sidebar shows the 'Data' tab selected, with '1991-2010' and 'Meteo' displayed.

Fonte: Meeonorm®

A seguir, é necessário escolher a fonte de dados e os períodos a serem avaliados. Para este trabalho serão utilizados dados nativos do programa além de um período de radiação entre 1991 e 2010.

Figura 0.3 – Escolha do período da base dados Meeonorm®

The screenshot displays the 'Data' tab in the Meeonorm® software. The left sidebar shows the navigation menu with 'Locations', 'Modifications', 'Data', 'Format', and 'Output'. The main content area is titled 'Data' and shows the following configuration options:

- Dataset:** Includes options to 'Use Meeonorm 7 climate data' (selected) or 'Use imported data'.
- Period radiation:** Includes options for '1991-2010' (selected), '1981-1990', and 'Future'.
- IPCC Scenario for future periods:** Includes options for 'B1', 'A1B', and 'A2', with a dropdown for '2020'.
- Period temperature:** Includes options for '2000-2009' (selected), '1961-1990', and 'Future'.

At the bottom, there are 'Back', 'Advanced settings', 'Reset', and 'Next' buttons. The right sidebar shows the 'Data' tab selected, with '1991-2010' and 'Meteo' displayed.

Fonte: Meeonorm®

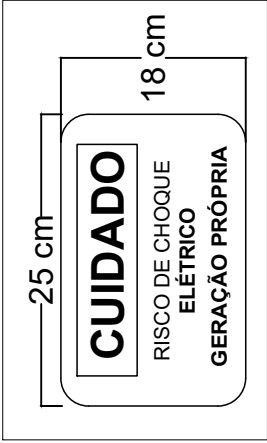
Por último, é definido o formato de saída, para este projeto, será utilizado o padrão.

Figura 0.4 - Definição do Formato de Saída

The screenshot displays the Meteonorm software interface for defining the output format. The interface is organized into a sidebar on the left with the 'Meteonorm' logo and a top menu bar containing 'File', 'Locations', 'Tools', and 'Help'. The main workspace is divided into several sections: 'Locations' (showing 'BRASILIA (CIV/MIL)'), 'Modifications', 'Data' (showing '1991-2010'), and 'Format' (showing 'Standard'). The 'Format' section is expanded, revealing the 'Output Format' configuration area. This area is divided into six categories of output formats: 'Meteonorm' (with 'Standard' selected), 'Building simulation' (listing various simulation engines like TRNSYS, CH Meteo, etc.), 'PV' (listing photovoltaic system models like Polysun, PVSOL, etc.), 'Solar thermal' (listing solar thermal system models like Polysun, TSOL, etc.), 'General use' (listing general output formats like TMY2, TRY, etc.), and 'Custom' (allowing for user-defined formats with 'Edit' and 'New' buttons). At the bottom of the interface, there are 'Back' and 'Next' navigation buttons.

Fonte: Meteonorm®

II. Diagrama Unifilar do Projeto



DETALHE DA PLACA DE
ADVERTÊNCIA

